

**METODOLOGÍA PARA EL PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO**

**ANA MARÍA MEJÍA SOLANILLA**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PEREIRA, 2013**

**METODOLOGÍA PARA EL PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO**

**ANA MARÍA MEJÍA SOLANILLA**

**Proyecto de grado para optar al título de  
Magíster en Ingeniería Eléctrica**

**Director  
Ph.D. Ramón Alfonso Gallego Rendón**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PEREIRA, 2013**

***A Nubita y Elman***

## RESUMEN

Con el fin de solucionar el problema del planeamiento multiobjetivo de sistemas de distribución de energía eléctrica, se propone en este trabajo una metodología empleando como técnica de solución un algoritmo elitista de ordenamiento no dominado (NSGA-II), la cual considera la ubicación y capacidad de nuevos tramos de red, ubicación y capacidad de nuevas subestaciones, ampliación de subestaciones existentes y reconductorización de tramos de red existentes.

Para dar solución al problema se emplean diferentes modelos matemáticos, todos con dos funciones objetivo. Con la aplicación de estos modelos se busca tener más herramientas a la hora de tomar decisiones, con el fin de involucrar funciones objetivo que impacten directamente en la solución del problema. Las funciones objetivo consideradas son: costos de inversión, costos de operación, costos de inversión y operación, y confiabilidad de la red (energía no servida). El conjunto de restricciones está compuesto por las ecuaciones de balance nodal, capacidades máximas permitidas para los elementos del sistema, máxima caída de tensión permitida y radialidad de la red.

Dichos modelos son integrados a través de la selección de tendencias, es decir, determinación de elementos comunes que se encuentran en la solución, encontrando de esta forma una topología común para todos los modelos matemáticos.

La metodología propuesta es verificada con sistemas de distribución de diferentes tamaños. Los resultados obtenidos muestran la efectividad del método y que estos servirán en la identificación de elementos en el estudio de planeamiento, buscando que los mismos satisfagan en el tiempo los diferentes objetivos propuestos.

## **ABSTRACT**

In order to solve the problem of multi-objective distribution system planning, in this work a methodology using as solution technique an Elitist Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II) is proposed. This methodology considers location and capacity of new substations and feeders, and capacity increased of existing feeders and substations.

For solving the problem, different mathematical models with two objective functions, are used. The application of different mathematical models seeks to have more tools to make decisions, in order to involve objective functions that directly influence the solution of the problem. The objective functions considered are: fixed costs, operative costs, fixed and operative costs, and network reliability (expected energy no supply). The set of constraints consider balance nodal equations, maximum allowable capacity of the system elements, the maximum allowable voltage drop and the radiality of the network.

These mathematical models are integrated through the selection of trends; in other words, determination of common elements that are in the solution, thereby finding a topology common to all mathematical models.

The proposed model is verified with distribution systems of different sizes. The results show the effectiveness of the method and these serve to identify elements in the planning study, seeking to satisfy at the horizon planning different proposed objectives.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1.1.</b>	<b>REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE</b>	<b>2</b>
<b>1.2.</b>	<b>ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>FORMULACIÓN DEL PROBLEMA</b>	<b>6</b>
<b>2.1.</b>	<b>FORMULACIÓN GENERAL DE PROBLEMAS MULTIOBJETIVO</b>	<b>6</b>
<b>2.2.</b>	<b>NOMENCLATURA EMPLEADA EN LOS MODELOS MATEMÁTICOS</b>	<b>7</b>
<b>2.3.</b>	<b>FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA</b>	<b>8</b>
2.3.1.	Funciones objetivo	8
2.3.2.	Conjunto de restricciones	9
<b>2.4.</b>	<b>MODELOS MATEMÁTICOS EMPLEADOS EN EL PROBLEMA MULTIOBJETIVO</b>	<b>10</b>
2.4.1.	Modelo matemático 1	10
2.4.2.	Modelo matemático 2	10
2.4.3.	Modelo matemático 3	11
2.4.4.	Modelo matemático 4	11
<b>3.</b>	<b>METODOLOGÍA PROPUESTA</b>	<b>12</b>
<b>3.1.</b>	<b>CODIFICACIÓN EMPLEADA</b>	<b>12</b>
<b>3.2.</b>	<b>FLUJO DE CARGA</b>	<b>13</b>
<b>3.3.</b>	<b>TÉCNICA DE SOLUCIÓN</b>	<b>13</b>
3.3.1.	Concepto de dominancia	13
3.3.2.	Optimalidad de Pareto	14
3.3.3.	Algoritmo NSGA-II	15
<b>3.4.</b>	<b>MÉTRICA PARA DETERMINAR LA MEJOR SOLUCIÓN</b>	<b>19</b>
<b>3.5.</b>	<b>DETERMINACIÓN DE TENDENCIAS DE LAS CONFIGURACIONES</b>	<b>21</b>
<b>3.6.</b>	<b>METODOLOGÍA PROPUESTA</b>	<b>22</b>
<b>3.7.</b>	<b>EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA</b>	<b>24</b>
<b>4.</b>	<b>APLICACIÓN Y RESULTADOS</b>	<b>40</b>
<b>4.1.</b>	<b>SISTEMA DE PRUEBA1</b>	<b>40</b>
<b>4.2.</b>	<b>SISTEMA DE PRUEBA 2</b>	<b>53</b>
<b>4.3.</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>71</b>
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>75</b>
<b>5.1.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>75</b>
<b>5.2.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>76</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>77</b>
	<b>ANEXO</b>	<b>80</b>
<b>A.1.</b>	<b>FACTORES DE ANUALIZACIÓN Y ACTUALIZACIÓN</b>	<b>80</b>
<b>A.2.</b>	<b>DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA</b>	<b>80</b>
A.2.1.	Sistema de prueba 1 – Características generales	80
A.2.2.	Sistema de prueba 2 – Características generales	82

## LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1.	Esquema de codificación	12
Figura 3.2.	Ejemplo de codificación	13
Figura 3.3.	Optimalidad de Pareto y distancia de apilamiento	15
Figura 3.4.	Algoritmo NSGA II	15
Figura 3.5.	Metodología para encontrar las tendencias	22
Figura 3.6.	Diagrama de bloques de la metodología propuesta	24
Figura 3.7.	Configuración inicial del ejemplo para encontrar la tendencia 1	25
Figura 3.8.	Costos de inversión vs Costos de operación - Tendencia 1 - Ejemplo	27
Figura 3.9.	Costos de inversión vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 1 - Ejemplo	28
Figura 3.10.	Costos de inversión y operación vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 1 – Ejemplo	28
Figura 3.11.	Costos de operación vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 1 - Ejemplo	29
Figura 3.12.	Mejor configuración usando el modelo 1 - Tendencia 1 - Ejemplo	30
Figura 3.13.	Mejor configuración usando el modelo 2 - Tendencia 1 - Ejemplo	30
Figura 3.14.	Mejor configuración usando el modelo 3 - Tendencia 1 - Ejemplo	30
Figura 3.15.	Primer tendencia encontrada para el ejemplo	31
Figura 3.16.	Configuración inicial del ejemplo para encontrar la tendencia 2	32
Figura 3.17.	Costos de inversión vs Costos de operación - Tendencia 2 - Ejemplo	32
Figura 3.18.	Costos de inversión vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 2 - Ejemplo	33
Figura 3.19.	Costos de inversión y operación vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 2 – Ejemplo	33
Figura 3.20.	Mejor configuración usando el modelo 1 - Tendencia 2 - Ejemplo	34
Figura 3.21.	Mejor configuración usando el modelo 2 - Tendencia 2 - Ejemplo	34
Figura 3.22.	Mejor configuración usando el modelo 3 - Tendencia 2 - Ejemplo	34
Figura 3.23.	Segunda tendencia encontrada para el ejemplo	35
Figura 3.24.	Configuración inicial del ejemplo para encontrar la tendencia 3	35
Figura 3.25.	Costos de inversión vs Costos de operación - Tendencia 2 - Ejemplo	36
Figura 3.26.	Costos de inversión vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 2 - Ejemplo	36
Figura 3.27.	Costos de inversión y operación vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 2 – Ejemplo	37
Figura 3.28.	Tercera tendencia encontrada para el ejemplo	37
Figura 3.29.	Elementos comunes en la configuración final del ejemplo	38
Figura 4.1.	Configuración inicial del sistema 1	40
Figura 4.2.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 1 – Sistema 1	41
Figura 4.3.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 1 – Sistema 1	42
Figura 4.4.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 1 – Sistema 1	42
Figura 4.5.	Configuración del modelo 1 – Tendencia 1 – Sistema 1	43
Figura 4.6.	Configuración del modelo 2 – Tendencia 1 – Sistema 1	43
Figura 4.7.	Configuración del modelo 3 – Tendencia 1 – Sistema 1	43
Figura 4.8.	Primer tendencia encontrada para el sistema 1	44
Figura 4.9.	Configuración inicial del sistema 1 para encontrar la tendencia 2 – Sistema 1	44
Figura 4.10.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 2 – Sistema 1	45

Figura 4.11.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 2 – Sistema 1	45
Figura 4.12.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 2 – Sistema 1	46
Figura 4.13.	Configuración del Modelo 1 – Tendencia 2 – Sistema 1	46
Figura 4.14.	Configuración del Modelo 2 – Tendencia 2 – Sistema 1	47
Figura 4.15.	Configuración del Modelo 3 – Tendencia 2 – Sistema 1	47
Figura 4.16.	Segunda tendencia encontrada para el sistema 1	48
Figura 4.17.	Configuración inicial del sistema 1 para encontrar la tendencia 3	48
Figura 4.18.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 3	49
Figura 4.19.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 3	49
Figura 4.20.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 3	50
Figura 4.21.	Tercera tendencia encontrada para el sistema 1	50
Figura 4.22.	Configuración inicial del sistema 2	53
Figura 4.23.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 1 – Sistema 2	54
Figura 4.24.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 1 – Sistema 2	54
Figura 4.25.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 1 – Sistema 2	55
Figura 4.26.	Configuración del modelo 1 – Tendencia 1 – Sistema 2	55
Figura 4.27.	Configuración del modelo 2 – Tendencia 1 – Sistema 2	56
Figura 4.28.	Configuración del modelo 3 – Tendencia 1 – Sistema 2	56
Figura 4.29.	Primer tendencia encontrada para el sistema 2	57
Figura 4.30.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 2 – Sistema 2	58
Figura 4.31.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 2 – Sistema 2	58
Figura 4.32.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 2 – Sistema 2	59
Figura 4.33.	Configuración del modelo 1 – Tendencia 3 – Sistema 2	59
Figura 4.34.	Configuración del modelo 2 – Tendencia 3 – Sistema 2	60
Figura 4.35.	Configuración del modelo 3 – Tendencia 3 – Sistema 2	60
Figura 4.36.	Segunda tendencia encontrada para el sistema 2	61
Figura 4.37.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 3 – Sistema 2	62
Figura 4.38.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 3 – Sistema 2	62
Figura 4.39.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 3 – Sistema 2	62
Figura 4.40.	Configuración del modelo 1 – Tendencia 3 – Sistema 2	63
Figura 4.41.	Configuración del modelo 2 – Tendencia 3 – Sistema 2	63
Figura 4.42.	Configuración del modelo 3 – Tendencia 3 – Sistema 2	64
Figura 4.43.	Tercera tendencia encontrada para el sistema 2	64
Figura 4.44.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 4 – Sistema 2	65
Figura 4.45.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 4 – Sistema 2	65
Figura 4.46.	Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 4 – Sistema 2	66
Figura 4.47.	Cuarta tendencia encontrada para el sistema 2	66



## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1.	Conjunto de soluciones del frente de Pareto	20
Tabla 3.2.	Valores hallados con la métrica	20
Tabla 3.3.	Datos de la demanda del ejemplo	25
Tabla 3.4.	Datos de los tramos de red existentes del ejemplo	26
Tabla 3.5.	Datos de los tramos de red propuestos del ejemplo	26
Tabla 3.6.	Tipos de conductores considerados para el ejemplo	26
Tabla 3.7.	Tipos de subestaciones consideradas para el ejemplo	26
Tabla 3.8.	Parámetros empleados por el algoritmo para el ejemplo	27
Tabla 3.9.	Calibres obtenidos con los tres modelos para el ejemplo	38
Tabla 3.10.	Calibres seleccionados para el ejemplo	39
Tabla 3.11.	Valores de las funciones objetivo del ejemplo	39
Tabla 4.1.	Parámetros empleados por el algoritmo para el sistema 1	41
Tabla 4.2.	Calibres de la configuración final del sistema 1	51
Tabla 4.3.	Calibres seleccionados para el sistema 1	52
Tabla 4.4.	Valores de las funciones objetivo del sistema 1	52
Tabla 4.5.	Parámetros empleados por el algoritmo para el sistema 2	53
Tabla 4.6.	Calibres de la configuración final del sistema 2	67
Tabla 4.7.	Calibres seleccionados para el sistema 2	69
Tabla 4.8.	Valores de las funciones objetivo del sistema 2	71
Tabla 4.9.	Valores de las funciones objetivo – Sistema 1	72
Tabla 4.10.	Valores de las funciones objetivo – Sistema 2	73
Tabla A.1.	Datos de la demanda del sistema 1	80
Tabla A.2.	Datos de las líneas existentes para el sistema 1	81
Tabla A.3.	Datos de las líneas propuestas para el sistema 1	81
Tabla A.4.	Tipos de conductores considerados para el sistema 1	82
Tabla A.5.	Tipos de subestaciones consideradas para el sistema 1	82
Tabla A.6.	Datos de la demanda del sistema 2	82
Tabla A.7.	Datos de las líneas existentes para el sistema 2	83
Tabla A.8.	Datos de las líneas propuestas para el sistema 2	84
Tabla A.9.	Tipos de conductores considerados para el sistema 2	85
Tabla A.10.	Tipos de subestaciones consideradas para el sistema 2	86

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

El aumento del consumo de la energía eléctrica, la conexión de nuevas cargas en los sistemas de distribución existentes y la aparición de nuevas zonas debido a la construcción de sectores residenciales, comerciales e industriales, son factores que ocasionan que los operadores de red tengan que tomar acciones con el fin de abastecer la cantidad de energía requerida de una forma adecuada.

El estudio del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y el conjunto de estrategias planteadas para abastecerla adecuadamente se conoce como el planeamiento de sistemas de distribución, donde el principal objetivo es obtener una configuración de la red con el menor costo de inversión y operación, cumpliendo parámetros técnicos y operativos.

Si las estrategias planteadas no son las correctas, se pueden presentar los siguientes problemas:

- Regulación de tensión por fuera de límites permitidos.
- Incremento de pérdidas técnicas en subestaciones y alimentadores.
- Sobrecargas en tramos de red.
- Sobrecargas en subestaciones de distribución.
- Pérdida de confiabilidad de la red.
- Empeoramiento de índices de continuidad y calidad del servicio.
- Costos encallados debido a sobredimensionamiento de elementos.

Para evitar estos inconvenientes, en la planeación de sistemas de distribución se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Aumento del calibre de los alimentadores existentes.
- Ampliación de las subestaciones existentes.
- Ubicación y dimensionamiento de nuevas subestaciones de distribución.
- Ubicación y dimensionamiento de nuevos tramos de red.
- Reconfiguración de la topología de la red.
- Reubicación de transformadores de distribución.
- Ubicación de elementos de protección y control para mejorar confiabilidad en la red.

Debido a esto es importante tener un plan de expansión que permita atender el crecimiento de la demanda a un mínimo costo, cumpliendo con ciertos criterios establecidos por normatividad o prácticas operativas.

Adicionalmente en la vida real el problema del planeamiento de sistemas de distribución involucra varios objetivos, sin embargo tradicionalmente se ha planteado un modelo matemático con una única función objetivo que incluye costos de inversión y operación. En los modelos matemáticos propuestos recientemente para este problema se consideran funciones multiobjetivo y unos de los propuestos llevan en cuenta costos de inversión,

operación y criterios de confiabilidad.

De acuerdo a esto, en conjunto con las estrategias mencionadas anteriormente, para solucionar el problema del planeamiento de sistemas de distribución, deben ser considerados diversos objetivos. La importancia de emplear dos o más objetivos en la solución del problema, radica en una mejor aproximación del modelo matemático empleado para describir los sistemas reales, pues usualmente las empresas encargadas de realizar la planeación de estos sistemas tienen en cuenta en la toma de decisiones diversos aspectos como ambientales, económicos, seguridad y confiabilidad, entre otros. Esto permitiría tener una amplia gama de soluciones de gran calidad, lo cual podría evitar la instalación de elementos sobredimensionados que ocasionen elevados costos de inversión, o elementos sobrecargados que pueden ocasionar problemas operativos como bajos voltajes, altos niveles de pérdidas, y congestión de líneas y transformadores, entre otros.

Con el fin de solucionar el problema del planeamiento multiobjetivo de sistemas de distribución de energía eléctrica, se propone en este trabajo una metodología empleando como técnica de solución un algoritmo elitista de ordenamiento no dominado (NSGA-II). Para darle solución al problema se emplean diferentes modelos matemáticos, todos con dos funciones objetivos. Con la aplicación de estos modelos se busca tener más herramientas a la hora de tomar decisiones, esto con el fin de involucrar funciones objetivos que impacten directamente en la solución del problema. Las funciones objetivo consideradas son: costos fijos, costos variables, costos fijos y variables, y confiabilidad de la red (energía no servida). El conjunto de restricciones está compuesto por las ecuaciones de balance nodal, capacidades máximas permitidas para los elementos del sistema, máxima caída de tensión permitida y radialidad de la red.

## **1.1. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE**

Diversos trabajos se han desarrollado en la literatura especializada alrededor de esta problemática. A continuación se describen algunos de estos trabajos.

El primer trabajo relevante aplicado al diseño óptimo de una red eléctrica fue desarrollado por Knight en 1960 [1]. Propone la utilización de programación entera para minimizar una función objetivo sujeta a una serie de restricciones lineales. Utiliza métodos heurísticos aproximados así como aproximaciones del modelo del sistema. Estos métodos ignoran la dependencia temporal de la planificación, centrándose únicamente en el diseño final de la red usando programación lineal.

En 1974 Adams y Laughton [2] desarrollan un modelo que es considerado como el primero en la planificación de redes de distribución. Proponen la utilización de programación lineal entera-mixta. No consideran las subestaciones como elementos involucrados en el proceso de diseño, pues son conocidas sus localizaciones y capacidades de suministro.

Masud [3] en ese mismo año desarrolla un modelo que permite obtener el crecimiento óptimo de las capacidades de las subestaciones de un sistema de distribución de energía eléctrica. Ante un aumento de las demandas de potencia a lo largo del tiempo, se obtiene el crecimiento óptimo de las distintas subestaciones que forman parte de la red de distribución.

En 1979 Wall et al. [4] desarrollan un modelo en el que se obtiene la localización y tamaño óptimo de los conductores utilizados en la construcción de las líneas eléctricas de un sistema de distribución. Los puntos de demanda son fijos, así como las subestaciones. Se consideran las restricciones correspondientes a las capacidades de los diferentes tamaños de conductores y se resuelve el problema del transporte en redes, siendo los tiempos de cálculo computacional muy bajos. Utilizan costos variables linealizados, siendo posible de esta forma emplear un algoritmo de programación lineal, minimizando únicamente los costos variables en el proceso de diseño. Para obtener soluciones radiales se aplica una regla de decisión heurística, que se basa en la eliminación, al obtener una solución no radial, de la línea que transporta menos flujo entre las que forman un lazo, tras lo que se recalcula la solución resultante.

Ponnavaikko y Rao [5] en 1981 utilizan programación entera-mixta cuadrática. En una primera etapa aplican el método simplex, tratando todas las variables como continuas, y en una segunda etapa sugieren un método que permite transformar las variables continuas en enteras.

En ese mismo año Gönen y Foote [6], y Thomson y Wall [7] utilizan modelos de programación lineal entera-mixta aplicados al diseño óptimo de redes de distribución. Esto implica la linealización de los costos variables involucrados en el diseño, dada la naturaleza de la herramienta matemática utilizada (algoritmo de *branch and bound* junto a algoritmos de programación lineal).

Miranda et al. [8] en 1994 implementan un algoritmo genético para dar solución al problema del planeamiento. La aplicación de este método de solución ha dado lugar al desarrollo de trabajos de investigación en los que se han tenido en cuenta costos en forma no lineal. La posibilidad de considerar estos costos se debe a la independencia existente entre los algoritmos genéticos en cuanto al proceso de búsqueda de soluciones que llevan a cabo y la función objetivo que se desea optimizar.

Ramírez-Rosado y Bernal-Agustín [9] implementan en 1998 un algoritmo genético para resolver un modelo no lineal entero mixto el cual considera dos funciones objetivo. La primera considera los costos económicos y la segunda considera la confiabilidad del sistema.

En 2002 Bazan et al. [10] aplican un algoritmo de búsqueda tabú a un modelo no lineal entero mixto. Emplean el mismo conjunto de restricciones que emplearon los autores en [9].

Carrano et al. [11] en 2006 utilizan un algoritmo genético en la solución del problema, el cual considera un modelo matemático no lineal entero mixto. En este trabajo los autores buscan minimizar los costos además de minimizar el índice de fallas del sistema. La función objetivo económica tiene en cuenta los costos de instalación, de mantenimiento y de pérdidas de energía a través de las líneas, mientras que los costos debido a fallas del sistema se traducen en costos de energía no suministrada y procedimientos de restauración del sistema.

En 2007 Nerves et al. [12] proponen un método para encontrar la configuración óptima de un sistema de distribución. Por medio de la configuración óptima de los alimentadores nuevos y existentes proponen minimizar la suma de los costos de falla, los costos por

pérdidas en los alimentadores, y los costos de inversión y mantenimiento de las líneas nuevas e interruptores.

Hincapié et al [13] presentan en 2008 un algoritmo de *branch and bound* para resolver el problema del planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica considerando el dimensionamiento y localización de nuevas subestaciones, así como también las rutas y calibre óptimo de nuevos tramos de red primarios. El modelo matemático que describe el problema es del tipo lineal entero mixto (PLEM).

En 2010 López et al [14] proponen un algoritmo evolutivo aplicado al problema del planeamiento de sistemas de distribución, el cual busca minimizar los costos fijos y variables que se presentan durante la planeación de redes de distribución de energía eléctrica teniendo en cuenta las restricciones técnicas que posee cada uno de los elementos del sistema de distribución. Durante el proceso del planeamiento se consideraron redes radiales y sistemas balanceados.

Con respecto a optimización multiobjetivo de sistemas de distribución, algunos trabajos presentes en la literatura se describen a continuación.

Ramírez y Domínguez en 2006 [15], presentan un modelo el cual considera como funciones objetivo costos y confiabilidad del sistema, y en la solución se usa un algoritmo de Búsqueda Tabú.

Carrano et al. en 2006 [11], emplean un modelo matemático no lineal entero mixto el cual minimiza dos funciones objetivo: económica y confiabilidad, y en la solución usan un algoritmo genético especializado.

Mantway y Al-Muhaini en 2008 [16], utilizan las mismas funciones objetivo descritas anteriormente, y como técnica de solución emplean un algoritmo de optimización de cúmulo de partículas.

Genku y Ooka en 2009 [17], emplean en la solución del problema, un algoritmo genético multiobjetivo (MOGA), el cual considera objetivos económicos y de confiabilidad de la red.

## **1.2. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO**

El proyecto, además de este capítulo introductorio, está organizado de la siguiente manera:

En el capítulo dos se describe en forma general un modelo de optimización multiobjetivo. Posteriormente se presenta la formulación matemática del problema de la planeación de sistemas de distribución de energía eléctrica, en la cual se ilustran cuatro modelos matemáticos, sujetos a un conjunto de restricciones técnicas.

En el siguiente capítulo se presenta la metodología propuesta. Inicialmente se ilustra la codificación empleada. Posteriormente se presenta el flujo de carga empleado. Después se describe en forma general la técnica de solución empleada (algoritmo NSGA-II). Luego se presenta paso a paso la metodología propuesta. Después se ilustra la aplicación de la metodología en un sistema de distribución de 25 nodos.

En el capítulo cuatro se presenta la aplicación y resultados de la metodología propuesta a dos sistemas de prueba de la literatura, los cuales tienen 54 y 202 nodos, respectivamente.

Finalmente se encuentran las conclusiones y recomendaciones derivadas de este proyecto.

## CAPÍTULO 2

### FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En este capítulo inicialmente se presenta la formulación general de problemas multiobjetivo. Posteriormente se describen en forma detallada cuatro modelos matemáticos que describen el problema del planeamiento multiobjetivo de sistemas de distribución de energía eléctrica.

#### 2.1. FORMULACIÓN GENERAL DE PROBLEMAS MULTIOBJETIVO

Muchos problemas de la vida real presentan un conjunto de objetivos que deben ser optimizados y que son, la mayoría de las veces, objetivos en conflicto, es decir, que es imposible mejorar un objetivo sin deteriorar otro. Estos problemas son conocidos como multiobjetivo y se diferencian de los problemas clásicos de optimización mono-objetivo en el sentido que adquiere el concepto de solución. Por tratarse de objetivos en conflicto, en la optimización multiobjetivo cada objetivo conduce al problema a una solución óptima diferente. Debido a esto, en lugar de encontrar una única solución óptima del problema, se encuentran un conjunto de soluciones de buena calidad entre los diferentes objetivos considerados, las cuales son llamadas soluciones óptimas de Pareto [18] [19].

Matemáticamente un problema de optimización multiobjetivo puede ser escrito como:

$$\begin{aligned} \min z = f(x) &= \{ f_1(x), f_2(x), \dots, f_M(x) \} \\ \text{s.a. } h(x) &= \{ h_1(x), h_2(x), \dots, h_K(x) \} = 0 \\ g(x) &= \{ g_1(x), g_2(x), \dots, g_J(x) \} \geq 0 \end{aligned} \quad (2.1)$$

Donde  $x$  es el vector de decisión y  $f_i(x)$  corresponde a cada función objetivo del problema.

El conjunto de soluciones factibles  $S^*$  del modelo descrito en (2.1), es definido como las variables de decisión que satisfacen las restricciones de igualdad  $h_i(x)$  y desigualdad  $g_i(x)$ .

Por lo tanto:

$$S^* = \{ \bar{x} \in \bar{S} / g(x) \geq 0 \wedge h(x) = 0 \} \quad (2.2)$$

Cualquier punto  $x$  en  $S^*$  define una solución factible. El diagrama del espacio de soluciones factibles  $S^*$  es denominada espacio objetivo factible. Este espacio es representado por  $Z^*$  y es definido como:

$$Z^* = f(S^*) = \{ [f_1(x), f_2(x), \dots, f_K(x)], x \in S^* \} \quad (2.3)$$

## 2.2. NOMENCLATURA EMPLEADA EN LOS MODELOS MATEMÁTICOS

$c$ :	tipo de conductor de acuerdo a su calibre.
$s$ :	tipo de subestación de acuerdo a su capacidad.
$T$ :	número de horas-año (8760 horas-año).
$\Omega_{AE}$ :	conjunto de rutas asociadas con tramos de red existentes.
$\Omega_{AN}$ :	conjunto de rutas asociadas con tramos nuevos de red.
$\Omega_A$ :	$\Omega_{AE} \cup \Omega_{AN}$ .
$\Omega_{SE}$ :	conjunto de nodos asociados con subestaciones existentes.
$\Omega_{SN}$ :	conjunto de nodos asociados con subestaciones nuevas.
$\Omega_{ST}$ :	$\Omega_{SE} \cup \Omega_{SN}$ .
$\Omega_S$ :	conjunto de tipos de subestaciones consideradas.
$\Omega_C$ :	conjunto de tipos de conductores considerados.
$CREC_{ij,c}$ :	costo de reconductorizar un conductor tipo $c$ , entre los nodos $i$ - $j$ .
$CREP_{i,s}$ :	costo de repotenciar una subestación en el nodo $i$ , tipo $s$ .
$CF_{ij,c}$ :	costo de instalación de un conductor tipo $c$ , entre los nodos $i$ - $j$ .
$CF_{i,s}$ :	costo de instalación de una subestación tipo $s$ , en el nodo $i$ .
$CE$ :	costo de la energía en \$/kW-h.
$\delta REC_{ij,c}$ :	variable de decisión para reconductorizar un tramo de red tipo $c$ , entre los nodos $i$ - $j$ .
$\delta REP_{i,s}$ :	variable de decisión para repotenciar una subestación tipo $s$ , en el nodo $i$ .
$\delta_{ij,c}$ :	variable de decisión para instalación de un conductor tipo $c$ , entre los nodos $i$ - $j$ .
$\delta_{i,s}$ :	variable de decisión para la instalación de una subestación tipo $s$ , en el nodo $i$ .
$R_{ij,c}$ :	resistencia de un conductor tipo $c$ , en la ruta $i$ - $j$ .
$I_{ij,c}$ :	corriente que circula por el conductor tipo $c$ , entre los nodos $i$ - $j$ .
$I_{ji,c}$ :	corriente que circula por el conductor tipo $c$ , entre los nodos $j$ - $i$ .
$\lambda_{ij,c}$ :	es la tasa de fallos por año y por unidad de longitud asociada a un tramo de red con conductor tipo $c$ , entre los nodos $i$ - $j$ .
$L_{ij}$ :	es la longitud de un tramo de red entre los nodos $i$ - $j$ .
$\sigma_{ij,c}$ :	es el tiempo medio de reparación por cada fallo que se produce en un tramo de red con conductor tipo $c$ , entre los nodos $i$ - $j$ (en horas).
$X_{ij}$ :	potencia que circula por un tramo de red entre los nodos $i$ - $j$ (en kW).
$X_{ji}$ :	potencia que circula por un tramo de red entre los nodos $j$ - $i$ (en kW).
$f_a$ :	factor de actualización para expresar los costos operativos en valor presente.
$f_{an}$ :	factor para anualizar los costos del proyecto.
$V_i$ :	tensión en el nodo $i$ .
$\Theta_i$ :	ángulo del voltaje en el nodo $i$ .
$n$ :	número de nodos del sistema.
$NL$ :	número de tramos de red del sistema.
$S_{i,s}$ :	potencia entregada por la subestación tipo $s$ ubicada en el nodo $i$ (en kVA).
$S_{i,s}^{max}$ :	potencia nominal de la subestación tipo $s$ ubicada en el nodo $i$ (en kVA).
$I_{ij,c}^{max}$ :	corriente máxima permitida entre los nodos $i$ - $j$ , para el conductor tipo $c$ .
$V_i^{min}$ :	límite mínimo permitido de tensión para el nodo $i$ .
$V_i^{max}$ :	límite máximo permitido de tensión para el nodo $i$ .



## 2.3. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA

Para describir el problema del planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica, se emplean en este trabajo cuatro modelos matemáticos del tipo no lineal entero mixto (PNLEM), los cuales consideran dos funciones objetivo cada uno.

A continuación en los numerales 2.3.1 y 2.3.2 se describen las funciones objetivo y el conjunto de restricciones del modelo matemático, respectivamente. Los cuatro modelos matemáticos consideran el mismo conjunto de restricciones y se diferencian por las funciones objetivo empleadas.

### 2.3.1. Funciones objetivo

Los cuatro modelos matemáticos usan cuatro funciones objetivo, las cuales son consideradas en forma integrada o en forma independiente.

- **Función objetivo 1 ( $f_1$ )**

Representa los costos de inversión del sistema. Por lo tanto:

$$f_1(x) = f_{an} \times \left[ \sum_{ij \in \Omega_{AE}} \sum_{c \in \Omega_C} (C_{REC_{ij,c}} * \delta_{REC_{ij,c}}) + \sum_{i \in \Omega_{SE}} \sum_{s \in \Omega_S} (C_{REP_{i,s}} * \delta_{REP_{i,s}}) + \sum_{ij \in \Omega_{AN}} \sum_{c \in \Omega_C} (CF_{ij,c} * \delta_{ij,c}) + \sum_{i \in \Omega_{SN}} \sum_{s \in \Omega_S} (CF_{i,s} * \delta_{i,s}) \right] \quad (2.4)$$

En la función objetivo descrita en la ecuación (2.4), los dos primeros términos representan los costos de reconductorizar tramos de red existentes y ampliar subestaciones existentes, respectivamente. Los dos siguientes términos involucran los costos de instalación de nuevos tramos de red e instalación de subestaciones nuevas (ubicación determinada), respectivamente. Esta función objetivo es anualizada usando para esto un factor de anualización ( $f_{an}$ ).

- **Función objetivo 2 ( $f_2$ )**

Representa los costos de operación del sistema. Por lo tanto:

$$f_2(x) = f_{an} \times \left[ f_a \times \sum_{ij \in \Omega_A} \sum_{c \in \Omega_C} CE * T * R_{ij,c} \left( I_{ij,c}^2 + I_{ji,c}^2 \right) \right] \quad (2.5)$$

La función objetivo descrita en la ecuación (2.5) lleva en cuenta el costo de las pérdidas de energía activa en todos los tramos de red del sistema. Los costos son evaluados en un periodo de tiempo y son expresados en valor presente usando un factor de actualización ( $f_a$ ). Para la anualización se emplea el factor  $f_{an}$ .

- **Función objetivo 3 ( $f_3$ )**

Representa los costos de inversión y operación del sistema, en forma conjunta. Por lo tanto:

$$f_3(x) = f_{an} \times \left[ \begin{aligned} & \sum_{ij \in \Omega_{AE}} \sum_{c \in \Omega_C} (C_{REC_{ij,c}} * \delta_{REC_{ij,c}}) + \sum_{i \in \Omega_{SE}} \sum_{s \in \Omega_S} (C_{REP_{i,s}} * \delta_{REP_{i,s}}) + \\ & \sum_{ij \in \Omega_{AN}} \sum_{c \in \Omega_C} (CF_{ij,c} * \delta_{ij,c}) + \sum_{i \in \Omega_{SN}} \sum_{s \in \Omega_S} (CF_{i,s} * \delta_{i,s}) + \\ & f_a \times \sum_{ij \in \Omega_A} \sum_{c \in \Omega_C} CE * T * R_{ij,c} (I_{ij,c}^2 + I_{ji,c}^2) \end{aligned} \right] \quad (2.6)$$

En el Anexo se encuentra información detallada de los factores de anualización y actualización.

- **Función objetivo 4 ( $f_4$ )**

Representa la confiabilidad del sistema de distribución por medio de la energía no suministrada (ENS) [20]. Por lo tanto:

$$f_4(x) = \left[ \sum_{ij \in \Omega_A} \sum_{c \in \Omega_C} (\lambda_{ij,c}) (L_{ij}) (\sigma_{ij,c}) [\overline{X_{ij}} + \overline{X_{ji}}] \right] \quad (2.7)$$

La función objetivo descrita en la ecuación (2.7) involucra la función de ENS a través de las tasas de falla y de reparación, teniendo en cuenta el tipo del conductor y la longitud de cada tramo de red considerado. Las unidades de esta función son kW-h (en un año).

### 2.3.2. Conjunto de restricciones

El conjunto de restricciones físicas, operativas y de la calidad del servicio se ilustran a continuación en las ecuaciones (2.8) a (2.15).

- **Balance nodal**

Representa las ecuaciones de balance de potencia en los nodos del sistema y son planteadas usando las leyes de Kirchhoff y la ley de Ohm.

$$G(V_i, \theta_i) = 0 \quad (2.8)$$

- **Capacidad máxima de subestaciones**

Establecen que la carga total de las subestaciones existentes y nuevas, no excedan su capacidad nominal.

$$S_{i,s} \leq S_{i,s}^{\max} \quad (2.9)$$

$$S_{i,s} \leq S_{i,s}^{\max} \delta_{i,s} \quad (2.10)$$

- **Capacidad máxima de tramos de red**

Garantizan que no se presenten sobrecargas en los tramos de red existentes y nuevos.

$$|I_{ij,c} + I_{ji,c}| \leq I_{ij,c}^{\max} \quad (2.11)$$

$$|I_{ij,c} + I_{ji,c}| \leq I_{ij,c}^{\max} \delta_{ij,c} \quad (2.12)$$

- **Límites de tensión**

Determina que los voltajes nodales del sistema de distribución se mantengan dentro de unos límites establecidos por regulación o normatividad.

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (2.13)$$

- **Radialidad**

Esta ecuación en conjunto con las ecuaciones de balance nodal (ecuación 2.8), garantizan el cumplimiento de la radialidad de la red.

$$NL = n-1 \quad (2.14)$$

## 2.4. MODELOS MATEMÁTICOS EMPLEADOS EN EL PROBLEMA MULTIOBJETIVO

Los cuatro modelos matemáticos usados se ilustran a continuación:

### 2.4.1. Modelo matemático 1

Considera las funciones objetivo  $f_1$  y  $f_2$  las cuales corresponden a costos de inversión (ecuación 2.4) y costos de operación (ecuación 2.5), respectivamente:

$$\begin{aligned} \min \quad & \{ f_1, f_2 \} \\ \text{s.a.} \quad & \text{Ecuaciones (2.8) a (2.14)} \end{aligned} \quad (2.15)$$

### 2.4.2. Modelo matemático 2

Considera las funciones objetivo  $f_1$  y  $f_4$  las cuales corresponden a costos de inversión (ecuación 2.4) y confiabilidad de la red (ecuación 2.7), respectivamente:

$$\min \quad \{ f_1, f_4 \} \quad (2.16)$$

s.a. Ecuaciones (2.8) a (2.14)

#### **2.4.3. Modelo matemático 3**

Considera las funciones objetivo  $f_3$  y  $f_4$  las cuales corresponden a costos de inversión y operación (ecuación 2.6) y confiabilidad de la red (ecuación 2.7), respectivamente:

$$\begin{aligned} \min \quad & \{ f_3, f_4 \} \\ \text{s.a.} \quad & \text{Ecuaciones (2.8) a (2.14)} \end{aligned} \tag{2.17}$$

#### **2.4.4. Modelo matemático 4**

Considera las funciones objetivo  $f_2$  y  $f_4$  las cuales corresponden a costos de operación (ecuación 2.5) y confiabilidad de la red (ecuación 2.7), respectivamente:

$$\begin{aligned} \min \quad & \{ f_2, f_4 \} \\ \text{s.a.} \quad & \text{Ecuaciones (2.8) a (2.14)} \end{aligned} \tag{2.18}$$

## CAPÍTULO 3

### METODOLOGÍA PROPUESTA

En este capítulo se describe la metodología propuesta para solucionar el problema del planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica, empleando como técnica de solución el algoritmo NSGA-II.

#### 3.1. CODIFICACIÓN EMPLEADA

Para realizar la codificación del problema del planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica se emplea un vector de variables enteras que representa una configuración del sistema (o alternativa de solución), el cual involucra elementos existentes y nuevos. El esquema de codificación empleado se presenta en la figura 3.1.

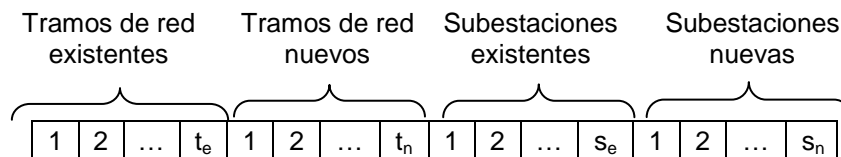


Figura 3.1. Esquema de codificación

El anterior esquema de codificación se interpreta como sigue:

- Las posiciones 1, 2, ...,  $t_e$  identifican el número de tramos de red existentes.
- Las posiciones 1, 2, ...,  $t_n$  identifican el número de tramos de red nuevos.
- Las posiciones 1, 2, ...,  $s_e$  identifican el número de subestaciones existentes.
- Las posiciones 1, 2, ...,  $s_n$  identifican el número de subestaciones nuevas.

Cuando una posición tiene asociado un cero, quiere decir que ese elemento no se propone en dicha solución. Cuando tiene un valor diferente de cero, quiere decir que ese elemento es propuesto con el tipo descrito en su posición.

Por ejemplo para el vector de la figura 3.2, se tienen cuatro tramos de red existentes, cuatro tramos de red propuestos, dos subestaciones existentes y dos subestaciones propuestas. Si se asume que los elementos existentes no se modifican, entonces este vector describe una alternativa de solución donde se propone:

- Instalar nuevos tramos de red en las posiciones 5 y 6 con un conductor tipo 1.
- No instalar tramos de red en las posiciones 7 y 8.
- Instalar subestaciones en las posiciones 11 y 12 con tipos 3 y 2, respectivamente.

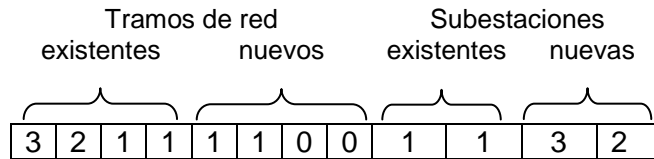


Figura 3.2. Ejemplo de codificación

### 3.2. FLUJO DE CARGA

Con el fin de evaluar cada topología propuesta por el algoritmo y verificar el cumplimiento de las restricciones, se emplea un flujo de carga radial de barrido iterativo [21] [22]. Debido a que el sistema se asume balanceado, se trabaja con un flujo monofásico.

El algoritmo del flujo de carga empleado se describe a continuación:

1. *Conformación de la base de datos:*
  - *Datos nodales.*
  - *Datos de elementos.*
2. *Re-enumeración de los nodos con base en un ordenamiento nodal.*
3. *Re-ordenamiento de los elementos de red de acuerdo al nuevo orden nodal.*
4. *Inicio del proceso iterativo. Se asignan condiciones iniciales.*
5. *Con base en potencias nodales inyectadas y voltajes nodales, calcular corrientes nodales inyectadas.*
6. *Con base en las corrientes nodales calculadas en el punto anterior y ayudado del reordenamiento de los elementos, calcular el flujo de corriente por los elementos.*
7. *Partiendo del nodo slack y ayudado del reordenamiento de los elementos, calcular los nuevos voltajes nodales.*
8. *Calcular pérdidas en los elementos y totales en la red.*
9. *Criterio de convergencia: si la diferencia de las pérdidas en valor absoluto de la iteración anterior y la actual es menor que un valor especificado, parar, e ir al paso 10. En caso contrario iniciar un nuevo ciclo iterativo, por lo cual se regresa al paso 5.*
10. *Con base en los voltajes nodales se calculan los resultados complementarios, como son: potencias nodales inyectadas en el nodo slack, flujos de potencia y pérdidas por elementos y totales.*

### 3.3. TÉCNICA DE SOLUCIÓN

#### 3.3.1. Concepto de dominancia

La mayoría de los algoritmos para problemas de optimización utilizan el concepto de dominancia. En estos algoritmos se comparan dos soluciones con el fin de determinar si una solución domina o no a otra solución [18].

Se dice que una solución  $x_{(1)}$  domina otra solución  $x_{(2)}$  si las siguientes condiciones son ciertas:

- La solución  $x_{(1)}$  no es peor que  $x_{(2)}$  en todos los objetivos.
- La solución  $x_{(1)}$  es estrictamente mejor que  $x_{(2)}$  en por lo menos un objetivo.

Si alguna de las anteriores condiciones es violada, la solución  $x_{(1)}$  no domina la solución  $x_{(2)}$ .

El anterior concepto también puede ser extendido para encontrar un conjunto de soluciones no dominadas dentro de una población. Si se considera una población de  $N$  soluciones, cada una con  $M$  funciones objetivo, el siguiente procedimiento puede ser utilizado para encontrar el conjunto no dominado de soluciones:

1. *Hacer  $i=1$ .*
2. *Para todos los  $j \neq i$ , comparar las soluciones  $x_{(i)}$  y  $x_{(j)}$  para determinar dominancia, usando las dos condiciones mencionadas anteriormente para todos los  $M$  objetivos.*
3. *Si para algún  $j$ ,  $x_{(i)}$  es dominado por  $x_{(j)}$ , marcar  $x_{(i)}$  como dominado. Incrementar  $i$  en uno e ir al paso 4.*
4. *Si  $i=N$ , es decir, todas las soluciones en el conjunto fueron evaluadas, ir al paso 5. De lo contrario ir al paso 2.*
5. *Todas las soluciones que no fueron marcadas como dominadas pertenecen al subconjunto de soluciones no dominadas.*

### 3.3.2. Optimalidad de Pareto

Para un conjunto de soluciones  $P$ , el conjunto no dominado de soluciones o frente de Pareto  $P'$  lo forman aquellas soluciones que no son dominadas por ninguna otra solución del conjunto  $P$  [18].

Cuando el conjunto  $P$  es el espacio de búsqueda ( $P = S$ ), el conjunto no dominado  $P'$  resultante es el conjunto óptimo de Pareto. Bajo cualquier escenario el conjunto óptimo de Pareto siempre está compuesto por soluciones ubicadas en el borde de la región factible del espacio de soluciones ( $S$ ).

Una población puede ser clasificada en diferentes niveles de no dominancia. Cuando el procedimiento descrito de la sección 3.3.1 es aplicado por primera vez en una población, el conjunto resultante es el conjunto no dominado de mejor nivel (primer frente de Pareto). Para obtener otras clasificaciones, estas soluciones no dominadas pueden ser temporalmente omitidas del conjunto original para aplicar nuevamente el procedimiento. Lo que resulta es un conjunto no dominado de soluciones de segundo nivel (o el siguiente mejor nivel). Este proceso puede ser repetido hasta que todos los miembros de la población sean clasificados dentro de un nivel o frente de Pareto.

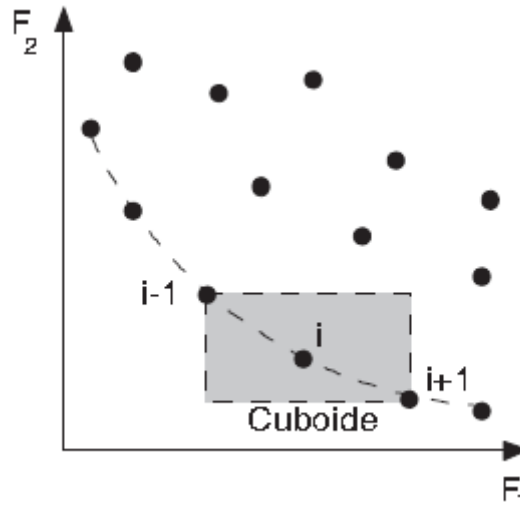


Figura 3.3. Optimalidad de Pareto y distancia de apilamiento

### 3.3.3. Algoritmo NSGA-II

El algoritmo genético de ordenamiento no dominado - NSGA-II (Elitist Non-Dominated Genetic Algorithm) fue propuesto por Deb et al. [23]. Este algoritmo presenta dos características importantes: garantiza la diversidad durante el proceso de solución y además se caracteriza por ser elitista, es decir, solamente son consideradas las mejores soluciones encontradas durante el proceso de búsqueda.

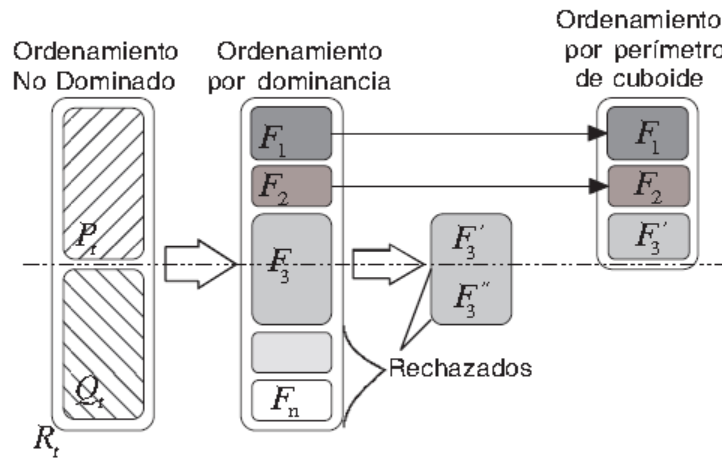


Figura 3.4. Algoritmo NSGA II

Para este trabajo se genera una población inicial aleatoria  $P_t$  (de tamaño  $N$ ), a su vez en este algoritmo la población descendiente  $Q_t$  (de tamaño  $N$ ) es creada en primera instancia usando la población de padres  $P_t$  (de tamaño  $N$ ), a través de utilizar los operadores genéticos de selección, recombinación y mutación.



Para la selección se realiza una técnica de torneo por apilamiento, la cual consiste en seleccionar cuatro individuos de la población  $P_t$ , y de estos a su vez se seleccionan dos individuos, los cuales son los que presentan mejor calificación en cuanto a distancia de apilamiento, con el fin de seleccionar individuos de mejor calidad y que garanticen diversidad en la nueva población generada.

Una vez seleccionados estos dos individuos, se realiza o no, la recombinación y mutación en dichos individuos con el fin de generar un nuevo individuo que pasará a ser parte de la población descendiente  $Q_t$ . Este proceso se repite sucesivamente hasta alcanzar en la población descendiente un número de individuos de tamaño  $N$ .

Después de esto las dos poblaciones son combinadas para formar  $R_t$  de tamaño  $2N$ . Posteriormente mediante un ordenamiento no dominado se clasifica la población  $R_t$  en diferentes frentes de Pareto. Aunque esto requiere un mayor esfuerzo, se justifica por el hecho de permitir una verificación global de dominancia entre la población de padres y descendientes [23].

Una vez realizado el proceso de ordenamiento no dominado, la nueva población es generada a partir de las configuraciones de los frentes no dominados. Esta nueva población empieza a ser construida con el mejor frente no dominado ( $F_1$ ), continúa con las soluciones del segundo frente ( $F_2$ ), tercero ( $F_3$ ) y así sucesivamente. Como la población  $R_t$  es de tamaño  $2N$ , y solamente existen  $N$  configuraciones que conforman la población descendiente, no todas las configuraciones de los frentes pertenecientes a la población  $R_t$  podrán hacer parte de la nueva población. Aquellos frentes que no pueden hacer parte de la nueva población son eliminados.

Cuando se está considerando el frente que ocupa la parte final de la nueva población, puede ocurrir que no todas las soluciones que hacen parte de este puedan colocarse en la nueva población debido a la limitación de tamaño de la población. En este caso debe emplearse alguna estrategia para determinar las configuraciones de este frente que serán seleccionadas para pasar a la nueva población. Una estrategia eficiente consiste en seleccionar las soluciones situadas en áreas poco pobladas (alejadas de las demás soluciones) para ocupar las posiciones restantes de la población descendiente. Otra forma menos eficiente consiste en seleccionar estas configuraciones en forma aleatoria.

Lo anterior es poco relevante en los primeros ciclos generacionales del algoritmo, ya que en esta etapa existen muchos frentes que pasan a la siguiente generación. A medida que el proceso avanza, muchas configuraciones pasan a ser parte del primer frente inclusive haciendo que dicho frente tenga más de  $N$  individuos, por lo que se hace importante que las configuraciones no rechazadas sean de buena calidad y seleccionadas mediante una metodología que garantice la diversidad. La idea es que siempre se promuevan las configuraciones que aseguren diversidad dentro del mismo frente de Pareto. Cuando la población en su totalidad converge al frente de Pareto óptimo, el algoritmo asegura que las soluciones están distanciadas una de otra.

En el algoritmo NSGA-II inicialmente se crea una población de padres  $P_0$ . La población se ordena de acuerdo a los niveles de no dominancia (ordenamiento de los frentes de Pareto:  $F_1, F_2, \dots, F_n$ ). A cada solución se le asigna una función de adaptación de acuerdo a su nivel de no dominancia (1 es el mejor nivel) y se entiende que durante el proceso de selección debe disminuir dicha función. La selección por torneo (empleando un operador de torneo),

recombinación y mutación son utilizados para crear la población de descendientes  $Q_0$  de tamaño  $N$ . Los pasos del algoritmo NSGA-II se describen a continuación [23]:

1. *Combinar las poblaciones de padres y descendientes para crear  $R_t$  de la siguiente forma:*

$$R_t = P_t \cup Q_t.$$

*Luego realizar el ordenamiento no dominado a  $R_t$  e identificar los frentes  $F_i$ .*

2. *Hacer:*

$$P_{t+1} = \emptyset \quad \text{con } i=1.$$

*Mientras:*

$$|P_{t+1}| + |F_i| < N$$

*Hacer:*

$$|P_{t+1}| = |P_{t+1}| \cup |F_i| \quad \text{con } i=i+1.$$

3. *Realizar un ordenamiento e incluir en  $P_i$  las  $(N - |P_{t+1}|)$  soluciones más aisladas usando los valores de distancia de apilamiento asociadas al frente  $F_i$ .*
4. *Crear la población descendiente  $Q_{t+1}$  a partir de  $P_{t+1}$  usando selección por torneo para apilamiento, recombinación y mutación.*

En el paso 3, el ordenamiento por apilamiento de las configuraciones del frente  $i$  (el último frente que no pudo ser introducido totalmente en la nueva población) se realiza a través de una métrica de distancia de apilamiento. La población es ordenada en forma descendente de acuerdo a la magnitud de dicha distancia. En el paso 4, se emplea el operador de selección por torneo para apilamiento.

Los aspectos del algoritmo NSGA-II se describen a continuación. Para obtener información más detallada se puede consultar la referencia [18].

- **Generación de la población inicial**

En este trabajo se genera la población inicial de forma aleatoria.

- **Selección**

Se emplea la selección por torneo considerando apilamiento [18] [19]. En esta etapa se comparan dos soluciones y se retorna el ganador. Este asume que cada solución  $i$  tiene dos atributos:

- Un rango  $r_i$  de no dominancia en la población.
- Una distancia  $d_i$  de apilamiento local en la población.

La distancia de apilamiento  $d_i$  de una solución  $i$  es una medida del espacio de búsqueda alrededor de  $i$  que no está ocupado por otra solución de la población. Por medio de estos dos atributos, se puede definir el operador de selección por torneo para apilamiento de la manera descrita a continuación.

Una solución  $i$  gana un torneo con otra solución  $j$  si cualquiera de las siguientes condiciones se cumple:

- La solución  $i$  tiene mejor rango que la solución  $j$ , es decir,  $r_i < r_j$ .
- Si tienen el mismo rango pero la solución  $i$  tiene mayor distancia de apilamiento, es decir,  $r_i = r_j$  y  $d_i > d_j$ .

La primera condición asegura que la solución seleccionada se encuentra en un mejor frente de Pareto. La segunda condición es útil cuando las dos soluciones se encuentran en el mismo frente, y en ese caso la decisión se toma con base en la distancia de apilamiento. Aquella solución cuya región circundante sea menos poblada (alta distancia de apilamiento) gana el torneo.

#### • **Recombinación y mutación**

Una vez aplicado el proceso de selección se aplica la recombinación sobre dos padres, generando dos descendientes directos y de los cuales se toma en cuenta el de mejor calidad, el cual es sometido al proceso de mutación. Este proceso se realiza hasta completar la población descendiente [18] [23]. Las tasas de recombinación y de mutación son encontradas por pruebas de ensayo y de error. Para este trabajo se consideró como tasa de recombinación 0.9 y como tasa de mutación 0.09.

#### • **Evaluación de configuraciones e infactibilidades**

En la búsqueda de una solución óptima, algunas veces aceptar soluciones infactibles ocasiona que se encuentren caminos donde se lleguen a respuestas de mejor calidad.

Debido a esto, durante el proceso del planeamiento se aceptan soluciones que violen las restricciones de regulación de voltaje y capacidades de alimentadores primarios y subestaciones de distribución. Estas configuraciones son aceptadas con un valor de penalización en la función objetivo de la siguiente forma:

$$FO(x) = \begin{cases} z(x) & \rightarrow \text{Si } x \text{ es factible} \\ z(x) + fp & \rightarrow \text{En caso contrario} \end{cases} \quad (3.1)$$

Donde FO es la función objetivo y fp el factor de penalización correspondiente a cada restricción violada.

Para cuantificar la infactibilidad en esta metodología se calcula cuanto es el voltaje que sobrepasa el límite inferior respecto al voltaje nominal en cada nodo del sistema y se suman todos estos excesos, este valor final se multiplica por un factor de penalización y se suman en la función objetivo de costos, ya sea de inversión u de operación, para el caso del modelo matemático que no contempla costos de inversión.

Para el caso de los sobrepasos de capacidad, se calcula el valor de potencia que se puede tener de exceso entre la potencia máxima que permite entregar la subestación en comparación con la potencia que debería entregar para alimentar todas las cargas, y este valor se multiplica por un factor de penalización y se adiciona a la función objetivo de

costos de inversión u operación en el caso del modelo matemático que no contempla costos de inversión.

Finalmente, en el caso de los tramos de red, se calcula la corriente de exceso que se transporta en cada tramo de red, la cual es la diferencia entre la corriente máxima que puede transportar el conductor, y la corriente que realmente esta transportando para alimentar las cargas correspondientes. Este valor se multiplica por un factor de penalización y se adiciona a la función objetivo de costos de inversión u operación en el caso del modelo matemático que no contempla costos de inversión.

- **Criterio de parada**

El criterio de parada considerado en este trabajo para la técnica de solución está basado en dos criterios: si la solución incumbente no mejora después de un número predefinido de iteraciones o si se alcanza un número máximo de iteraciones del algortimo.

### **3.4. MÉTRICA PARA DETERMINAR UNA SOLUCIÓN INTERMEDIA EN EL FRENTE DE PARETO DE MEJOR NIVEL ENCONTRADO**

Después de analizar el conjunto de soluciones no dominadas entregadas por el algoritmo, el planeador puede seleccionar la configuración que más se acerque a sus necesidades de acuerdo a la prioridad que se le dé a las funciones objetivo. Sin embargo, una solución óptima puede ser obtenida a partir del conjunto de soluciones del frente de Pareto.

En este trabajo se emplea el criterio max-min, el cual consiste en normalizar para cada solución los valores de ambas funciones objetivo con respecto a los valores extremos encontrados en el frente de Pareto [19]. Por lo tanto:

$$\left( \frac{FO_{1-max} - FO_{1-i}}{FO_{1-max} - FO_{1-min}}, \frac{FO_{2-max} - FO_{2-i}}{FO_{2-max} - FO_{2-min}} \right) = (FO_{1-nk}, FO_{2-nk}) \quad (3.2)$$

Donde,

- FO<sub>1-max</sub>: valor máximo obtenido de la función de costos para el frente de Pareto.
- FO<sub>1-min</sub>: valor mínimo obtenido de la función de costos para el frente de Pareto.
- FO<sub>2-max</sub>: valor máximo obtenido de la función de confiabilidad para el frente de Pareto.
- FO<sub>2-min</sub>: valor mínimo obtenido de la función de confiabilidad para el frente de Pareto.
- FO<sub>1-i</sub>: valor de la función de costos de la solución i del frente de Pareto.
- FO<sub>2-i</sub>: valor de la función de confiabilidad de la solución i del frente de Pareto.

Una vez obtenida la pareja de valores para cada solución, se escoge el valor mínimo entre estos. Posteriormente se selecciona el máximo valor de todos los valores mínimos escogidos anteriormente, el cual corresponde a la mejor solución encontrada por el algoritmo.

Para ilustrar la manera de emplear esta métrica se presenta el siguiente ejemplo.

Considerar el conjunto de soluciones descrito en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Conjunto de soluciones del frente de Pareto

Solución (nk)	Función Objetivo	
	FO <sub>1</sub>	FO <sub>2</sub>
1	5483,15	2060,13
2	5490,35	1970,26
3	5516,25	1907,73
4	5561,70	1891,43
5	5559,70	1860,26
6	5583,80	1803,56
7	5598,90	1796,93
8	5626,10	1770,16

De acuerdo a los datos mostrados en la tabla anterior, se tiene que:

$$FO_{1-\max} = 5626,10$$

$$FO_{1-\min} = 5483,15$$

$$FO_{2-\max} = 2060,13$$

$$FO_{2-\min} = 1770,16$$

Empleando la ecuación (3.2) se obtienen los valores presentados en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Valores hallados con la métrica

Solución (nk)	FO <sub>1-nk</sub>	FO <sub>2-nk</sub>	min (FO <sub>1-nk</sub> , FO <sub>2-nk</sub> )
1	0,689	0,657	0,657
2	0,686	0,674	0,674
3	0,676	0,685	0,676
4	0,659	0,688	0,659
5	0,660	0,694	0,660
6	0,651	0,704	0,651
7	0,645	0,706	0,645
8	0,634	0,711	0,634

En la tabla anterior, la cuarta columna representa el mínimo valor encontrado para cada pareja. Una vez obtenidos estos valores, se selecciona el máximo valor. En este caso corresponde a la solución 3 (0.676). Quiere decir que la mejor solución encontrada para el frente de Pareto corresponde a la solución 3, la cual tiene valores de 5516.25 y 1907.73 para las funciones objetivo 1 y 2, respectivamente.

### **3.5. DETERMINACIÓN DE TENDENCIAS DE LAS CONFIGURACIONES**

Al aplicar la técnica de solución a los modelos matemáticos propuestos, y luego de seleccionar la mejor solución del frente de Pareto usando la métrica descrita en el numeral 3.4, se comparan las configuraciones encontradas con el fin de encontrar una tendencia entre estos (elementos comunes).

Una vez se determina esta tendencia, se fijan sus posiciones en el vector codificación (no se consideran como elementos propuestos), fijando las posiciones de los nuevos tramos con conductores tipo uno y se ejecuta nuevamente el algoritmo con todos los modelos matemáticos propuestos. Este proceso se repite hasta que se encuentra una topología final (tendencia final) que tenga elementos comunes a todas las soluciones de los modelos matemáticos propuestos.

Es preciso aclarar que al final de cada tendencia se pueden encontrar tramos de red propuestos que generan anillos en el sistema, por lo que no son tenidos en cuenta para encontrar las siguientes tendencias. Adicionalmente se pueden encontrar tramos de red comunes a los modelos matemáticos que no están conectados al resto del sistema (islas), razón por la cual no se fijan sus posiciones; es decir, quedan nuevamente como tramos propuestos para la siguiente iteración (tendencia).

Una vez definida la topología del sistema, se seleccionan los calibres de los conductores. Inicialmente se fijan los calibres que son iguales en los modelos matemáticos. Luego para los tramos de red con calibres diferentes, se define su calibre escogiendo el mayor valor obtenido en los modelos; esto con el fin de dar cumplimiento a los resultados de todos los modelos matemáticos empleados.

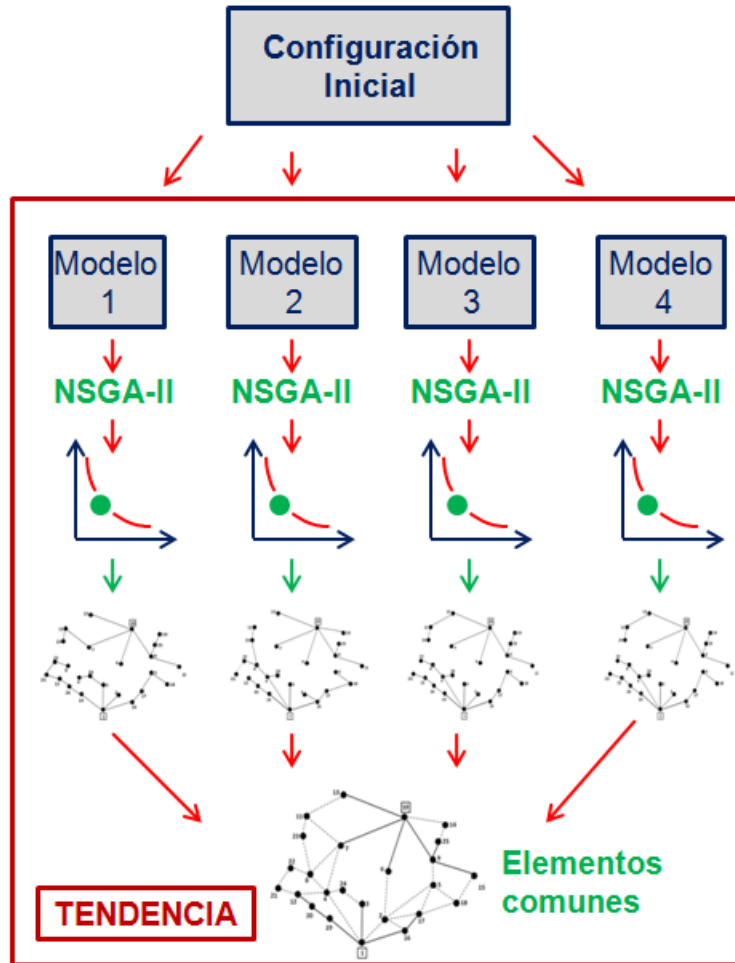


Figura 3.5. Metodología para encontrar las tendencias

### 3.6. METODOLOGÍA PROPUESTA

A continuación se describe paso a paso la metodología propuesta.

- **Paso 1.** Obtener la base de datos del sistema.
  - Datos de tramos de red existentes: impedancias, longitudes, cargas, calibres de conductores.
  - Datos de las subestaciones existentes: capacidad nominal, cargabilidad, ubicación.
  - Datos de tramos de red propuestos: longitudes.
  - Datos de las subestaciones propuestas: posibles ubicaciones.
  - Tipos o calibres de conductores a emplear y sus costos.
  - Tipos o capacidades de subestaciones a emplear y sus costos.
  - Costos de repotenciar tramos de red y ampliar subestaciones.
  - Valor de la energía.
  - Tasa de descuento.
  - Incremento del costo de la energía.

- **Paso 2.** Definir el modelo matemático a emplear.
- **Paso 3.** Iniciar el algoritmo NSGA-II considerando la configuración inicial del sistema.
- **Paso 4.** Evaluar las funciones objetivo y guardar los valores obtenidos.
- **Paso 5.** Obtener un frente óptimo de Pareto a partir de la implementación de los operadores del algoritmo NSGA-II.
- **Paso 6.** Aplicar la métrica descrita anteriormente con el fin de obtener la mejor configuración del frente de Pareto y almacenar el valor de las funciones objetivo y su vector de codificación.
- **Paso 7.** Verificar si se emplearon todos los modelos matemáticos. Si cumple, ir al paso 8. En caso contrario, volver al paso 2 y comenzar otro ciclo iterativo.
- **Paso 8.** Con las N configuraciones obtenidas de los N modelos matemáticos (una por cada frente de Pareto correspondiente a la solución de cada modelo matemático), determinar los elementos comunes y definirlos en la configuración.
- **Paso 9.** Verificar si todos los nodos de carga del sistema están conectados en la configuración definida en el paso anterior. Si cumple, parar e ir al paso 10. En caso contrario volver al paso 2 e iniciar nuevamente otro ciclo iterativo, asumiendo como configuración inicial la topología definida en el paso anterior.
- **Paso 10.** Determinar los calibres de los conductores y capacidades de las subestaciones. Verificar cuales elementos tienen capacidad igual en los modelos y fijarlos en la configuración final. Para los elementos que posean capacidades diferentes, estas se pueden definir a partir del peso que se le dé a las funciones objetivo. Sin embargo en este trabajo se definen estas capacidades con el valor mayor encontrado en los modelos, con el fin de dar cumplimiento a todos los objetivos involucrados.
- **Paso 11.** Mostrar resultados obtenidos:
  - Ubicación de elementos (topología encontrada).
  - Capacidades de los elementos.
  - Valores de las funciones objetivo.

A continuación se ilustra el diagrama de bloques de la metodología propuesta.



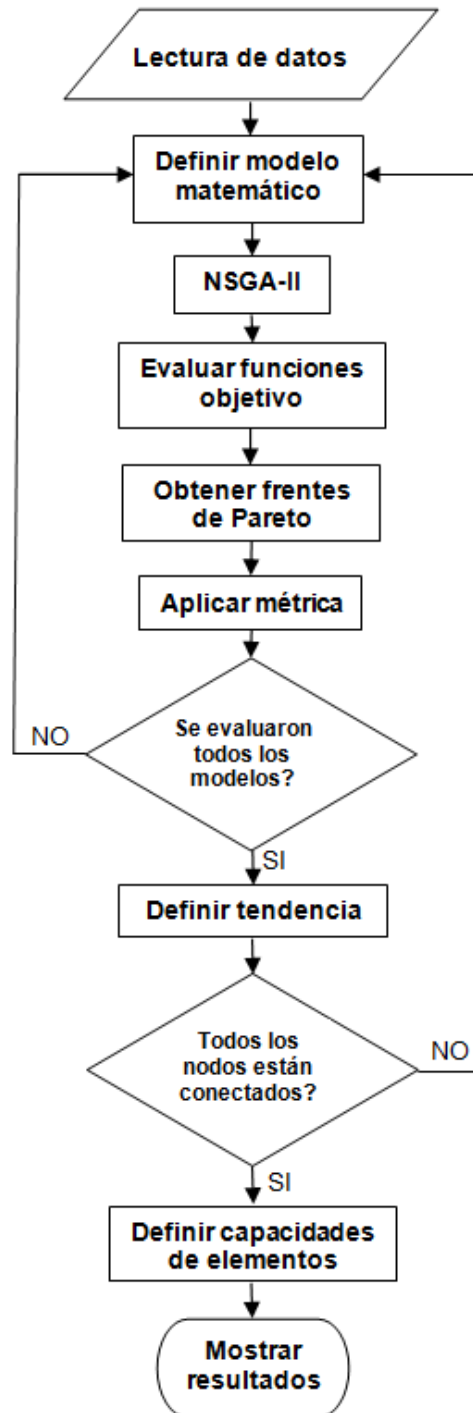


Figura 3.6. Diagrama de bloques de la metodología propuesta

### 3.7. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

A continuación se describe paso a paso la aplicación de la metodología propuesta.

### Primer iteración general

- **Paso 1.** Obtener la base de datos del sistema.

A continuación en la figura 3.7 se ilustra la configuración inicial del sistema [24]. El nodo con el número 1 corresponde a la subestación existente y el número 10 corresponde a la subestación propuesta. El voltaje nominal de este sistema es 13.2 kV.

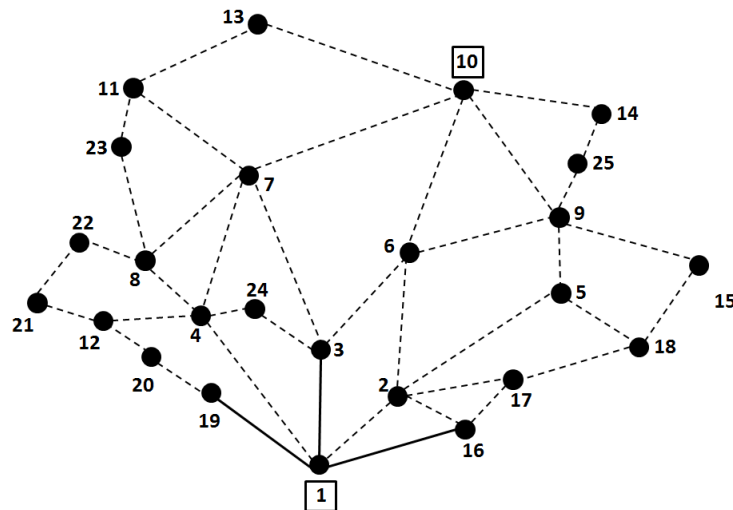


Figura 3.7. Configuración inicial del ejemplo para encontrar la tendencia 1

La demanda se ilustra en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Datos de la demanda del sistema

Nodo	P [kW]	Q [kVAr]	Nodo	P [kW]	Q [kVAr]
1	0,00	0,00	14	90,00	43,59
2	225,00	108,97	15	90,00	43,59
3	144,00	69,74	16	135,00	65,38
4	90,00	43,59	17	72,00	34,87
5	90,00	43,59	18	36,00	17,44
6	45,00	21,79	19	90,00	43,59
7	90,00	43,59	20	36,00	17,44
8	90,00	43,59	21	54,00	26,15
9	225,00	108,97	22	36,00	17,44
10	0,00	0,00	23	720,00	348,71
11	90,00	43,59	24	90,00	43,59
12	144,00	69,74	25	27,00	13,08
13	90,00	43,59	----	----	----

Los datos de los tramos de red existentes y propuestos se encuentran en las tablas 3.4 y 3.5, respectivamente.

Tabla 3.4. Datos de los tramos de red existentes del sistema

Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]
1	3	1,65
1	16	1,50
1	19	1,55

Tabla 3.5. Datos de los tramos de red propuestos del sistema

Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]
1	2	2,10	7	11	2,00	15	18	1,25
1	4	2,20	7	8	1,75	4	19	1,00
2	5	2,00	9	15	1,25	19	20	0,75
2	6	1,50	9	10	1,75	12	20	0,75
3	6	1,75	10	14	1,75	12	21	0,50
3	7	1,75	10	13	2,75	21	22	0,50
4	7	1,75	11	13	1,75	8	23	1,05
4	8	1,00	2	16	1,05	11	23	0,50
4	12	1,00	16	17	0,75	8	22	0,65
5	9	1,25	2	17	1,05	3	24	0,75
6	9	1,50	5	17	1,00	9	25	0,45
6	10	1,75	17	18	1,50	14	25	0,50
7	10	2,00	5	18	0,75	4	24	0,40

Se consideran cuatro tipos de calibres para los conductores y cuatro tipos diferentes de subestaciones, los cuales se ilustran en las tablas 3.6 y 3.7, respectivamente. En la tabla 3.6 los términos CI y CR corresponden a costos de instalación y repotenciación, respectivamente.

Tabla 3.6. Tipos de conductores considerados para el sistema

Tipo	R [Ω/km]	X [Ω /km]	Capacidad [A]	CI [M\$/km]	CR [M\$/km]	λ [fallos/año/km]	r [horas/falla]
1	0,8	0,45	454,54	12	4	0,054	10,75
2	0,65	0,42	606,06	20	8	0,096	10,75
3	0,52	0,38	909,08	25	10	0,078	8,95
4	0,4	0,34	1893,94	35	14	0,064	8,95

Tabla 3.7. Tipos de subestaciones consideradas para el sistema

Tipo	Capacidad [MVA]	Costo de instalación [M\$]	Costo de repotenciación [M\$]
1	1	20	5
2	2	40	10
3	3	60	15
4	4	80	20

Es preciso aclarar que todos los tramos de red existentes son del tipo 1, al igual que la subestación.

- **Paso 2.** Definir el modelo matemático a emplear.

En este ejemplo se van a emplear los cuatro modelos matemáticos descritos en el numeral 2.4.

- **Paso 3.** Iniciar el algoritmo NSGA-II considerando la configuración inicial del sistema.

Los parámetros empleados por el algoritmo se ilustran en la siguiente tabla.

Tabla 3.8. Parámetros empleados por el algoritmo

Aspecto	Valor
Tamaño de la población	60
Tasa de recombinación	0,9
Tasa de mutación	0,09
Número de generaciones	500

La configuración inicial del sistema corresponde a la presentada en la figura 3.4.

- **Pasos 4 a 7.**

El comportamiento del algoritmo al emplear los cuatro modelos matemáticos propuestos, se presenta en las figuras 3.8 a 3.11. En estas figuras se observa como el algoritmo converge a regiones de buena calidad, al partir de una población inicial generada aleatoriamente.

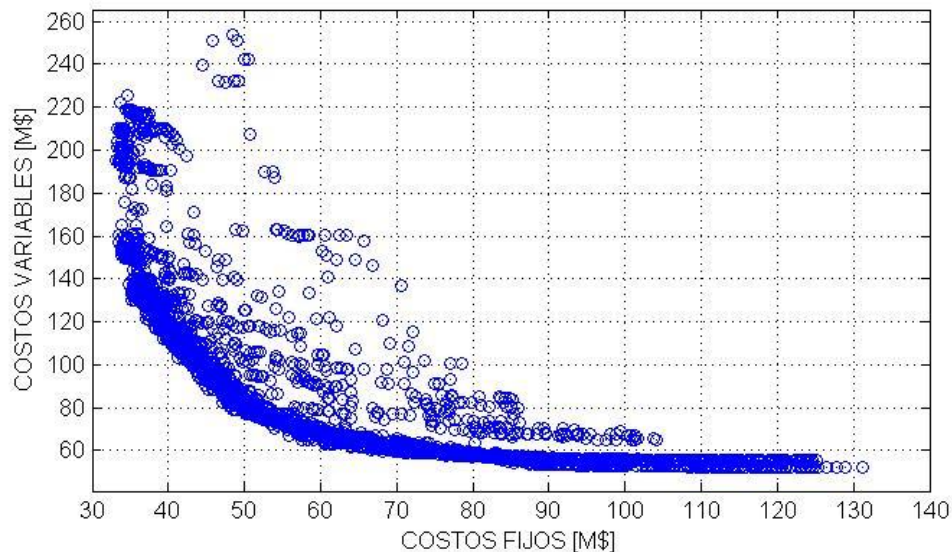


Figura 3.8. Costos de inversión vs Costos de operación - Tendencia 1 - Ejemplo

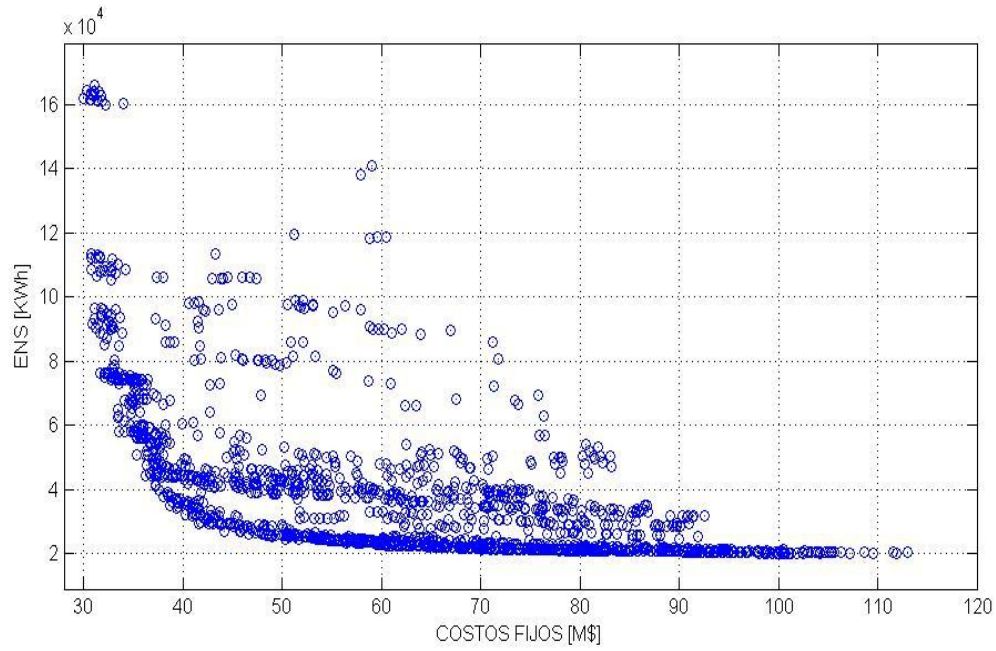


Figura 3.9. Costos de inversión vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 1 - Ejemplo

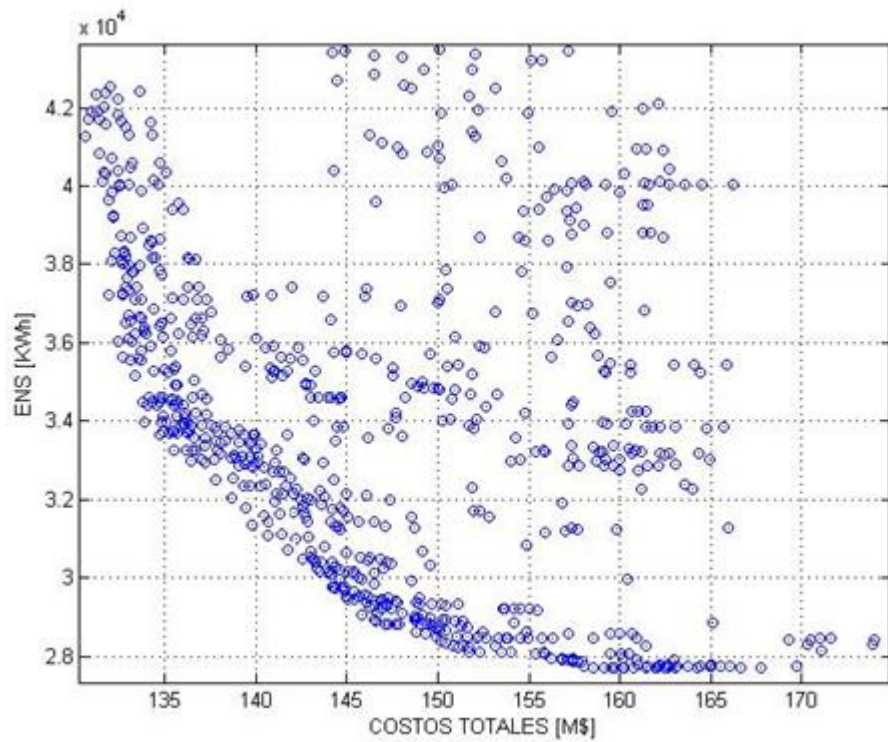


Figura 3.10. Costos de inversión y operación vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 1 - Ejemplo

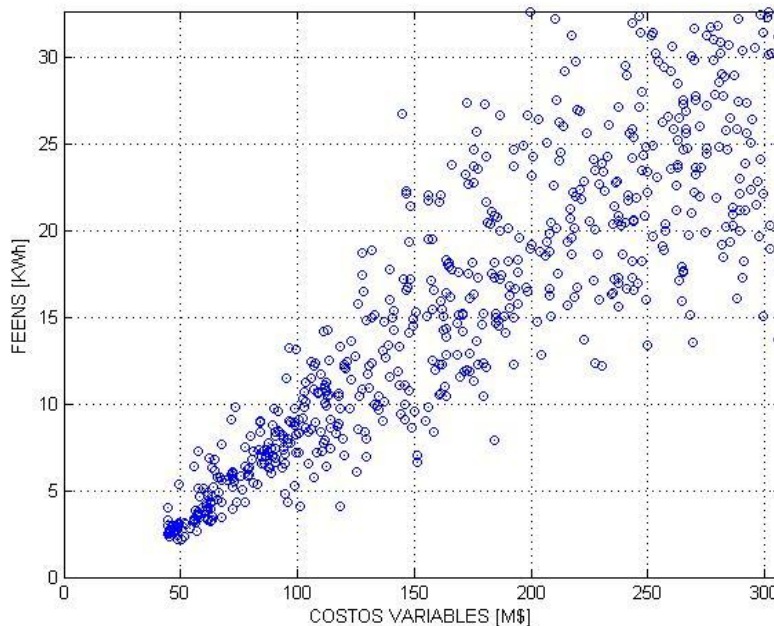


Figura 3.11. Costos de operación vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 1 - Ejemplo

De las figuras 3.8 a 3.10 se observa que las funciones objetivo están en conflicto, ya que el mejoramiento de uno de ellos empeora al otro objetivo. Esta situación no ocurre con el cuarto modelo matemático (Figura 3.11), pues se observa que ambos objetivos están en la misma dirección.

En este caso se puede evidenciar que al considerar la confiabilidad como energía no servida, en función de las tasas de falla, las cuales dependen directamente de los calibres de los conductores, es decir los mayores calibres consideran menores tasas de falla, y por ende menor energía no servida; el algoritmo tiende a ubicar configuraciones con calibres de gran tamaño, lo cual disminuye las pérdidas que se presentan en la red.

Por lo anterior dichos objetivos no se encuentran en conflicto, dado que los dos mejoran su condición al ubicar configuraciones con calibres de gran tamaño.

De acuerdo a lo anterior, para las próximas iteraciones no se considerará el cuarto modelo matemático, pues no considera objetivos en conflicto.

- **Paso 8.** Con las tres configuraciones obtenidas de los tres modelos matemáticos, determinar los elementos comunes y definirlos en la configuración.

Se obtiene para cada modelo matemático la mejor configuración del frente de Pareto (usando la métrica descrita), las cuales se presentan en las figuras 3.12 a 3.14, respectivamente.

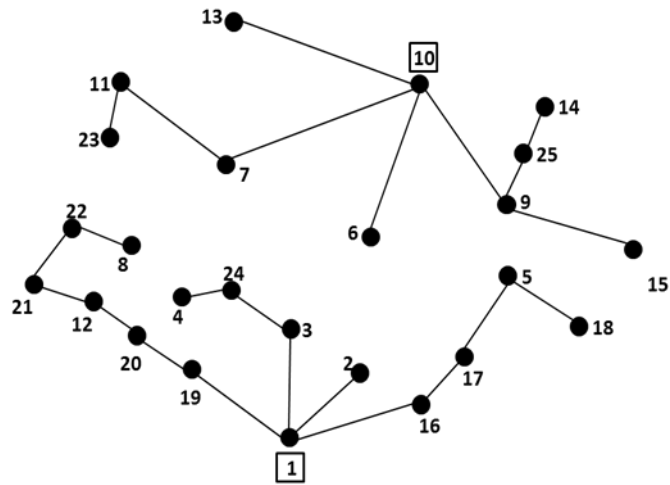


Figura 3.12. Mejor configuración usando el modelo 1- Tendencia 1 - Ejemplo

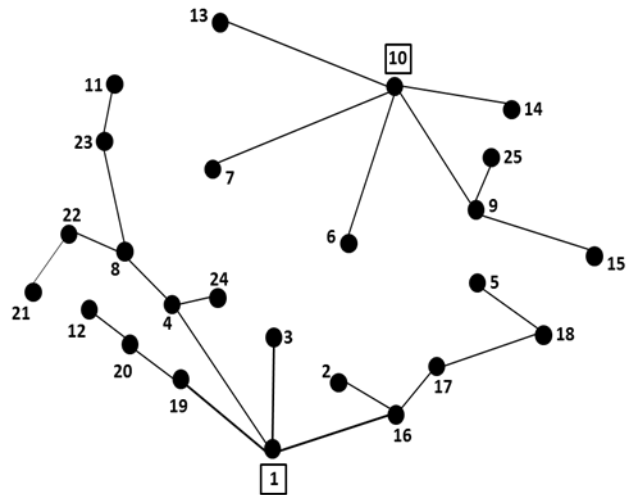


Figura 3.13. Mejor configuración usando el modelo 2- Tendencia 1 - Ejemplo

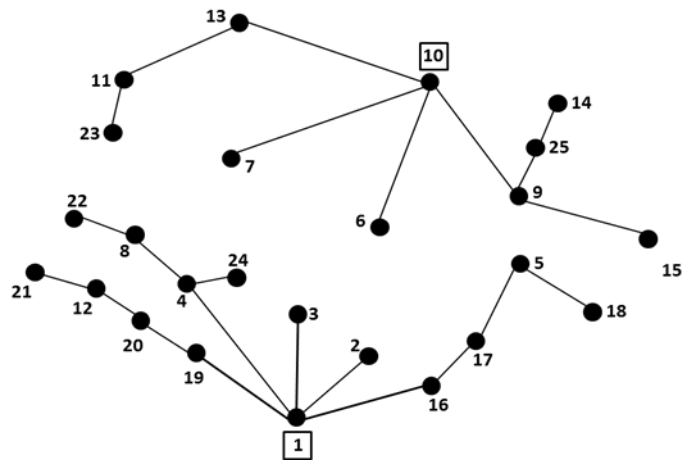


Figura 3.14. Mejor configuración usando el modelo 3 - Tendencia 1 – Ejemplo

La tendencia encontrada (elementos en común) empleando los tres primeros modelos matemáticos se ilustra en la figura 3.15.

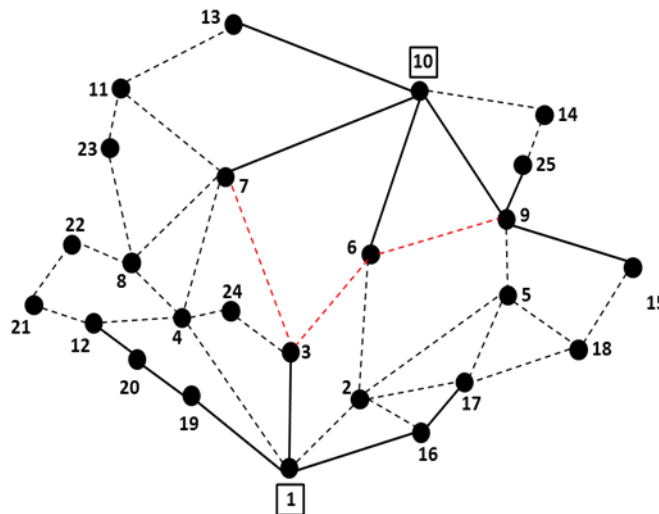


Figura 3.15. Primer tendencia encontrada para el ejemplo

- **Paso 9.** Verificar si todos los nodos de carga del sistema están conectados en la configuración definida en el paso anterior. Si cumple, parar e ir al paso 10. En caso contrario volver al paso 2 e iniciar nuevamente otro ciclo iterativo, asumiendo como configuración inicial la topología definida en el paso anterior.

En la figura 3.15 se observa que todavía existen nodos sin alimentar, por lo que el algoritmo general se ejecuta nuevamente. Adicionalmente se aprecia como los tramos de red propuestos 3-6, 6-9 y 3-7 pueden generar anillos en el sistema, por lo que estos no son considerados para la siguiente iteración. De acuerdo a esto, la nueva configuración inicial del sistema se presenta en la figura 3.16.

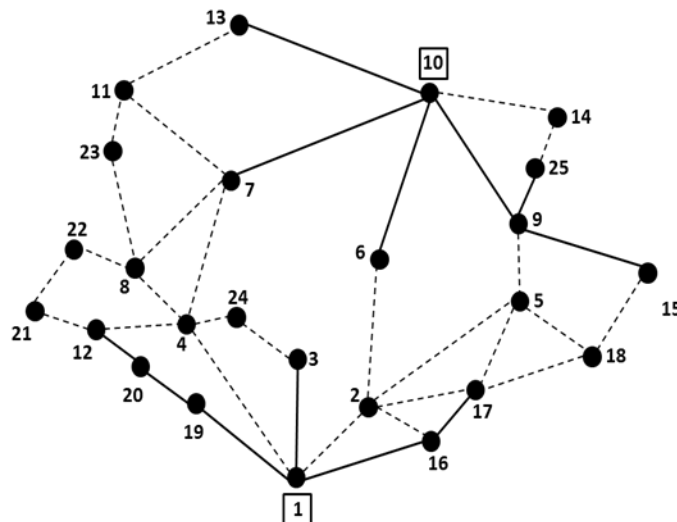


Figura 3.16. Configuración inicial del ejemplo para encontrar la tendencia 2



En este momento se ejecuta nuevamente el algoritmo general, hasta que se llega a una configuración en la cual se alimentan todos los nodos de carga.

### **Segunda iteración general**

Dado que el procedimiento para las siguientes iteraciones es exactamente igual a la iteración descrita previamente, entonces solamente se presentarán a continuación los resultados obtenidos para cada modelo matemático en cada tendencia.

El comportamiento del algoritmo al emplear los tres primeros modelos matemáticos propuestos, se presenta en las figuras 3.17 a 3.19. Las mejores configuraciones para cada modelo se presentan en las figuras 3.20 a 3.21.

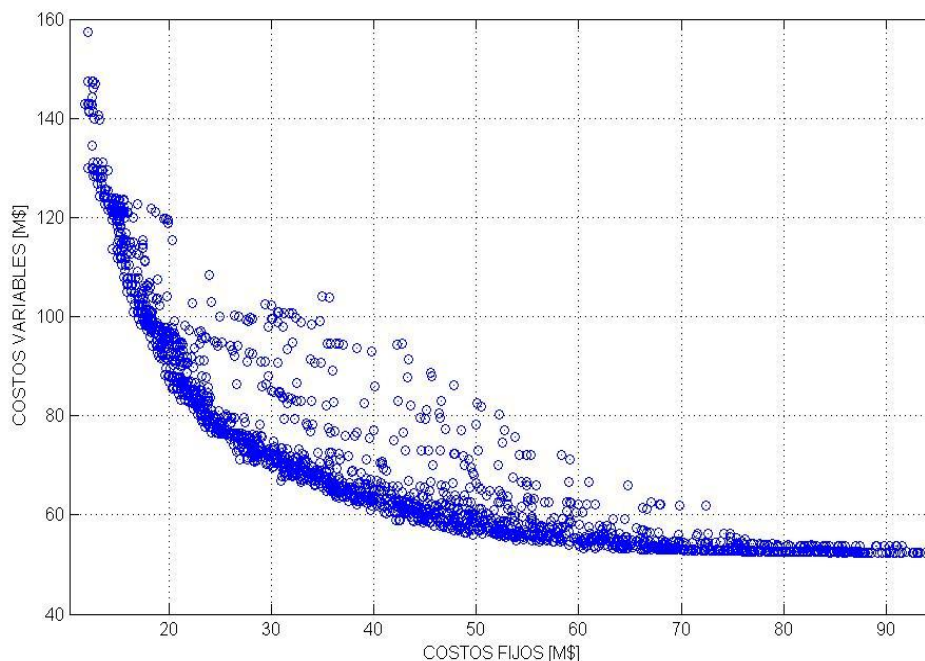


Figura 3.17. Costos de inversión vs Costos de operación - Tendencia 2 - Ejemplo

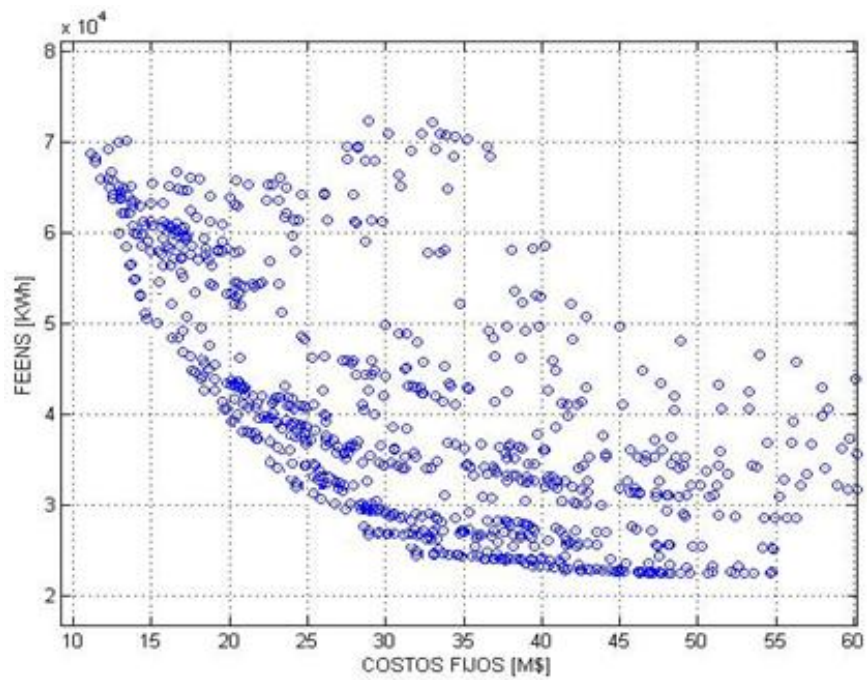


Figura 3.18. Costos de inversión vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 2 - Ejemplo

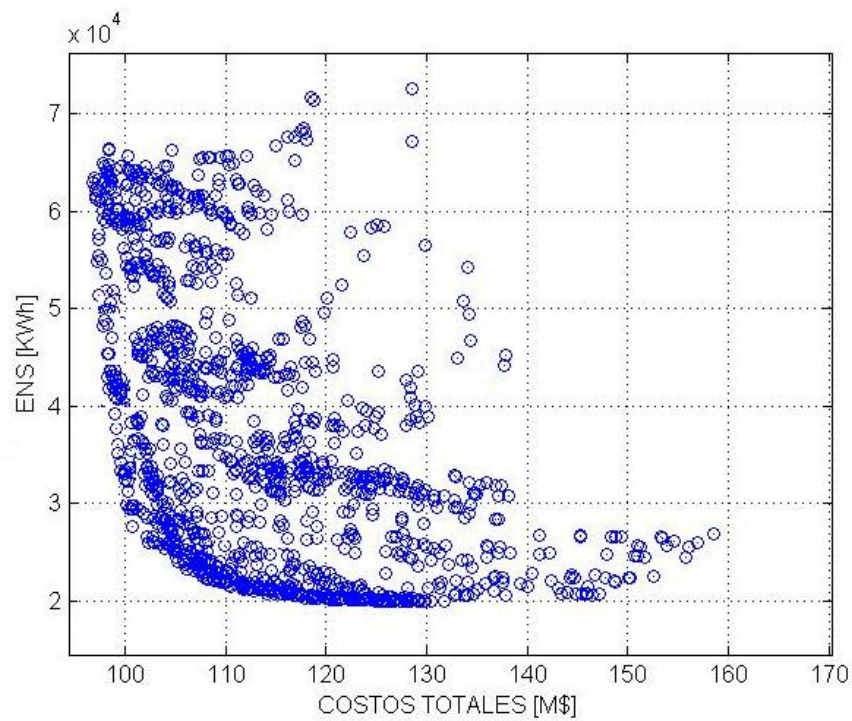


Figura 3.19. Costos de inversión y operación vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 2 - Ejemplo

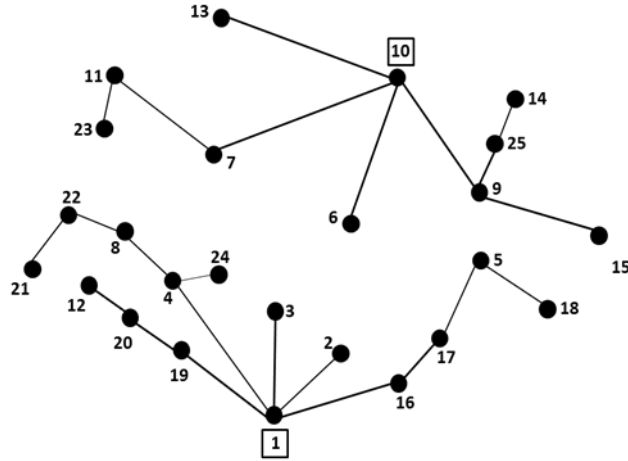


Figura 3.20. Mejor configuración usando el modelo 1 - Tendencia 2 - Ejemplo

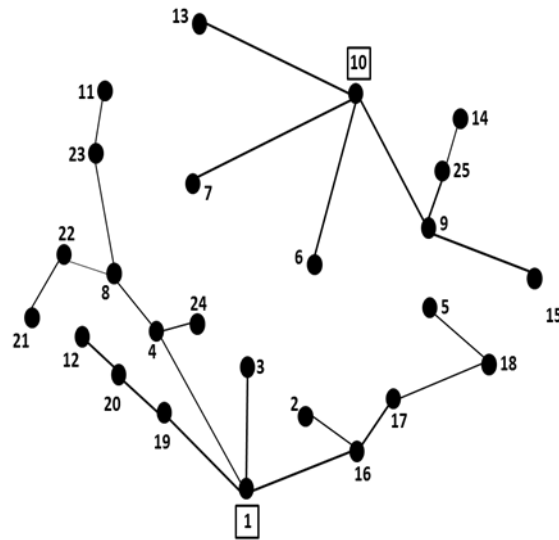


Figura 3.21. Mejor configuración usando el modelo 2 - Tendencia 2 - Ejemplo

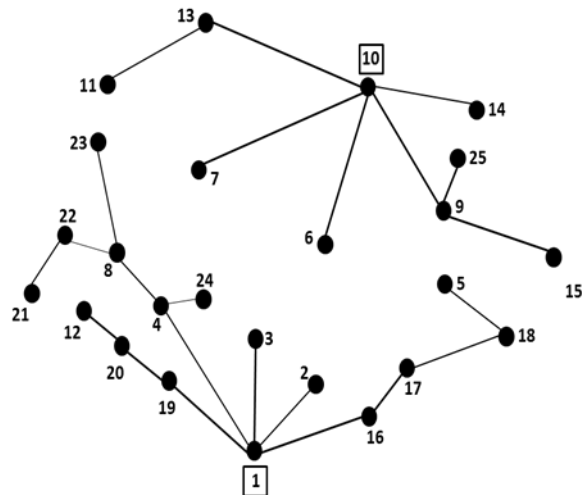


Figura 3.22. Mejor configuración usando el modelo 3 - Tendencia 2 - Ejemplo

La segunda tendencia encontrada por la metodología se presenta en la figura 3.23.

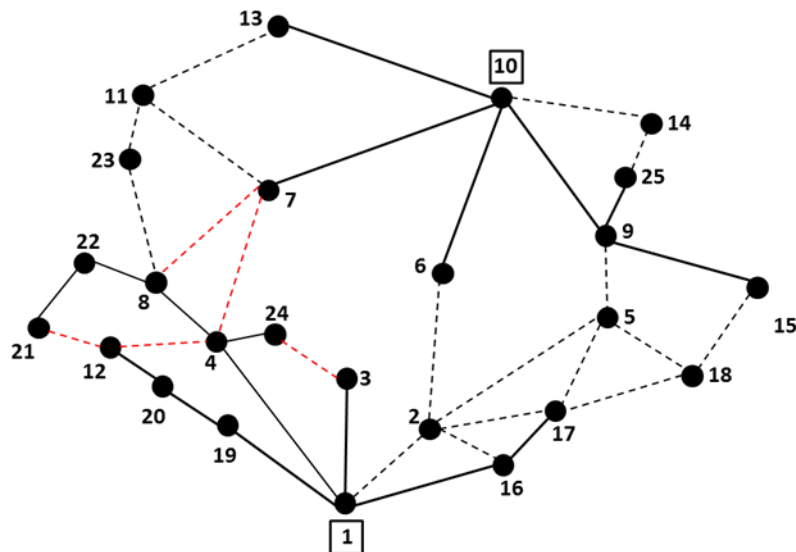


Figura 3.23. Segunda tendencia encontrada para el ejemplo

En la figura 3.23 se observa que todavía existen nodos sin alimentar, por lo que el algoritmo general se ejecuta nuevamente. Adicionalmente se aprecia como los tramos de red propuestos 4-7, 7-8, 4-12, 12-21, 6-9 y 3-24 pueden generar anillos en el sistema, por lo que estos no son considerados para la siguiente iteración.

### Tercera iteración general

La nueva configuración inicial del sistema se presenta en la figura 3.24.

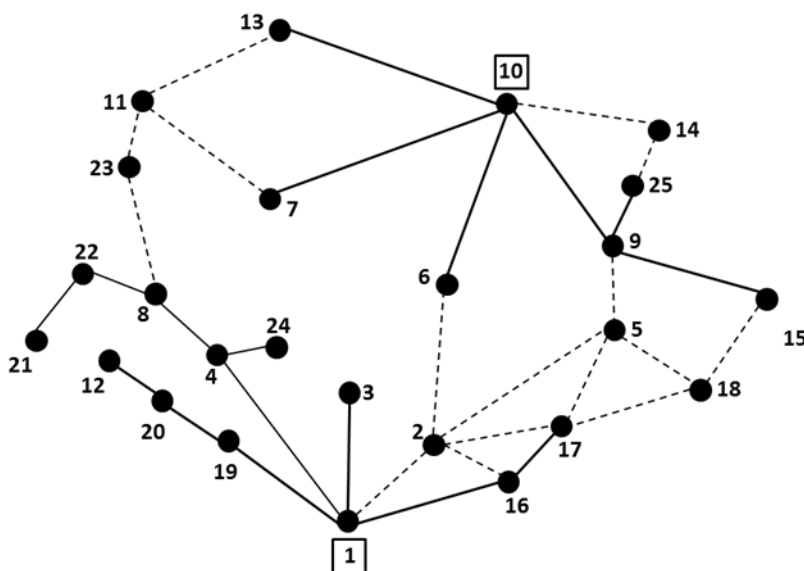


Figura 3.24. Configuración inicial del ejemplo para encontrar la tendencia 3

El comportamiento del algoritmo al emplear los tres primeros modelos matemáticos propuestos, se presenta en las figuras 3.25 a 3.27.

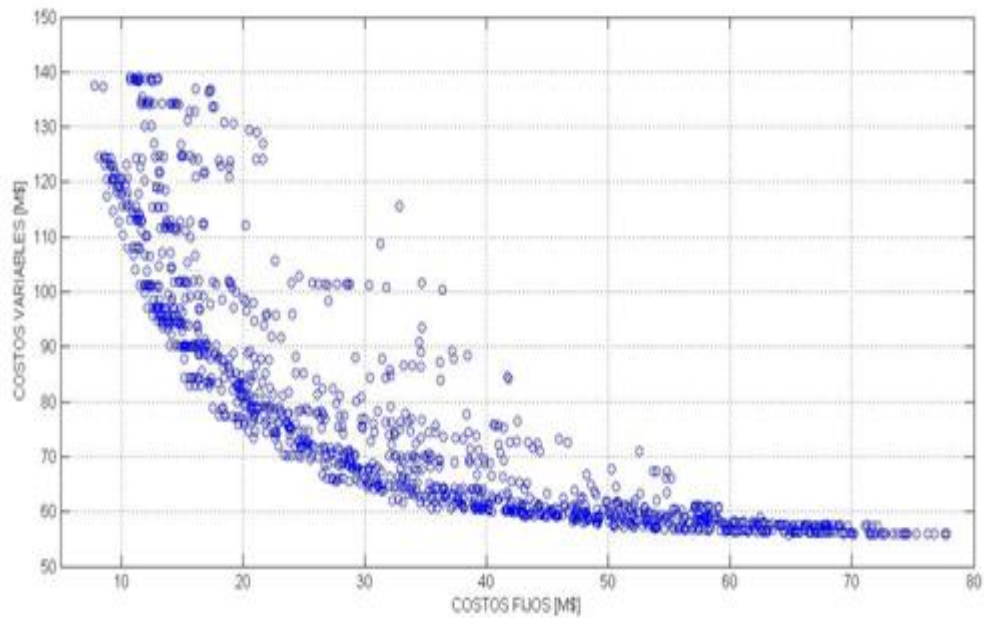


Figura 3.25. Costos de inversión vs Costos de operación - Tendencia 3 - Ejemplo

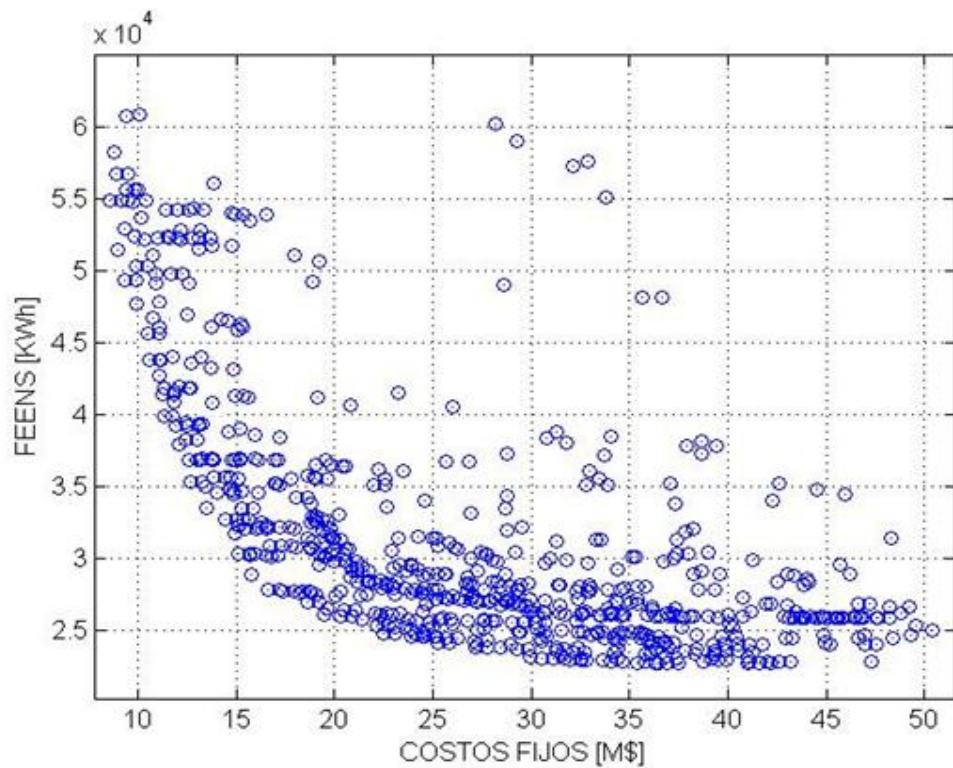


Figura 3.26. Costos de inversión vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 3 - Ejemplo

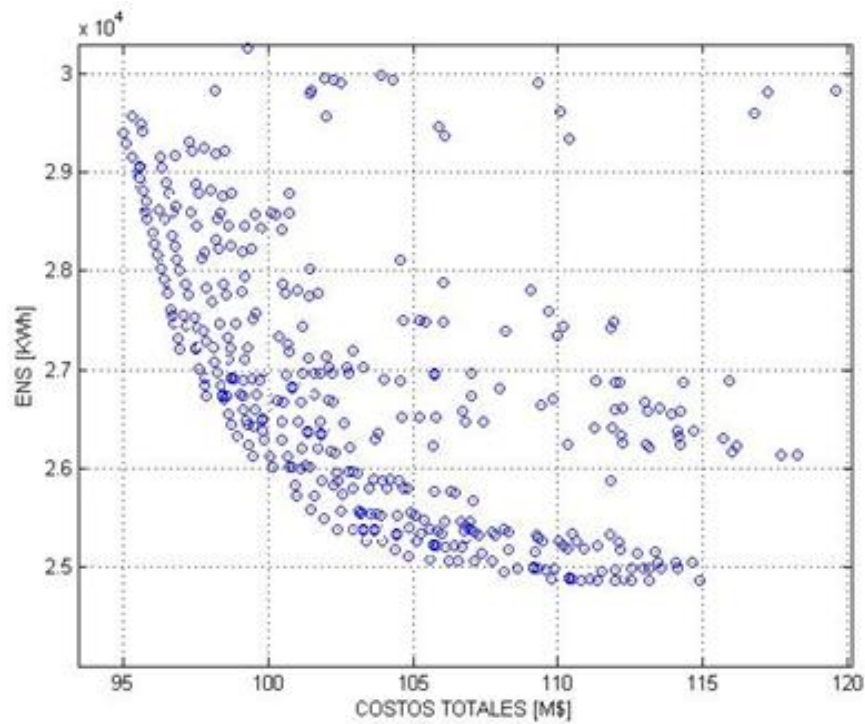


Figura 3.27. Costos de inversión y operación vs Confiabilidad (ENS) - Tendencia 3 - Ejemplo

La tercera tendencia encontrada por la metodología se presenta en la figura 3.28. No se incluyen las mejores configuraciones encontradas para cada modelo, ya que todas son iguales. En esta figura se observa que no existen nodos sin alimentar, por lo que el algoritmo se detiene en este punto. Esta topología corresponde a la configuración final del sistema encontrada por la metodología.

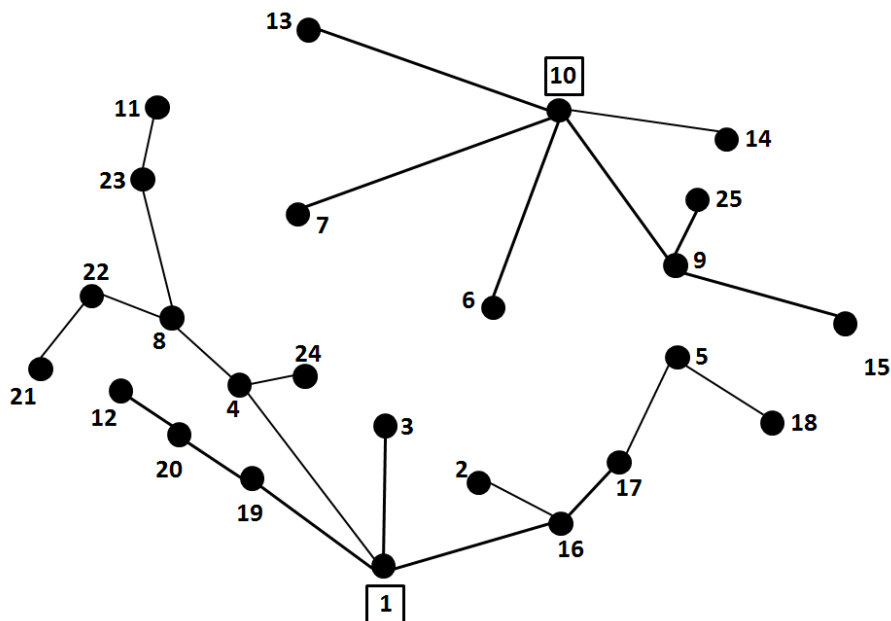


Figura 3.28. Tercera tendencia encontrada para el ejemplo

Para esta configuración las dos subestaciones son de igual capacidad (Tipo 2). Los calibres de cada tramo de red se presentan en la tabla 3.9. Se observa que existen tramos de red iguales para cada modelo, los cuales se presentan en la figura 3.29 en color rojo.

Tabla 3.9. Calibres de la configuración final del ejemplo

Envío	Recibo	Calibre		
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
1	3	1	1	1
1	16	1	1	1
1	19	4	1	1
6	10	1	1	1
7	10	1	4	1
9	15	1	1	1
9	10	4	4	1
10	13	1	1	1
16	17	1	1	1
19	20	4	1	1
12	20	4	1	1
9	25	1	1	1
1	4	4	1	3
4	8	4	1	1
4	24	4	1	3
8	22	1	1	1
21	22	1	1	1
10	14	1	1	1
2	16	1	1	1
5	17	1	1	1
5	18	1	1	1
8	23	4	1	1
11	23	1	1	1

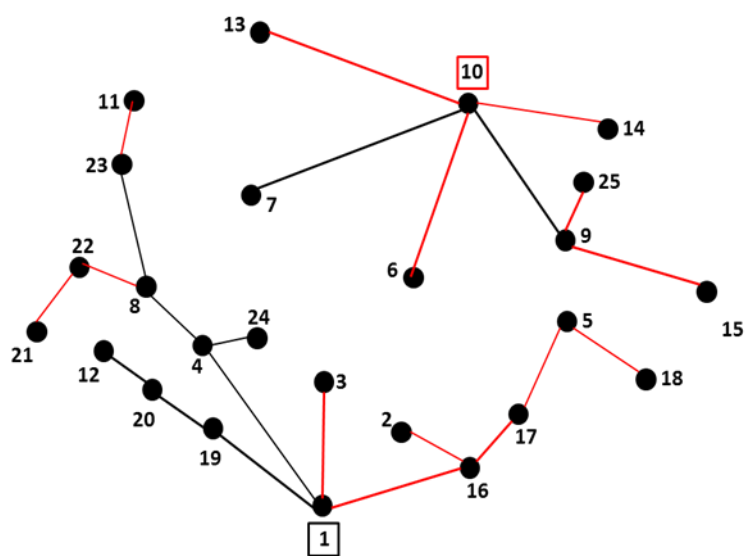


Figura 3.29. Elementos comunes en la configuración final para el ejemplo



Las capacidades de los tramos de red que tienen calibres diferentes en los tres modelos matemáticos, son definidos a partir del mayor valor encontrado. Es preciso recordar que en este trabajo se definen estas capacidades con el valor mayor encontrado en los modelos, con el fin de dar cumplimiento a todos los objetivos involucrados. De acuerdo a esto, los calibres definidos se ilustran en la tabla 3.10.

Tabla 3.10. Calibres seleccionados para el ejemplo

Envío	Recibo	Calibre
1	3	1
1	16	1
1	19	4
6	10	1
7	10	4
9	15	1
9	10	4
10	13	1
16	17	1
19	20	4
12	20	4
9	25	1
1	4	4
4	8	4
4	24	4
8	22	1
21	22	1
10	14	1
2	16	1
5	17	1
5	18	1
8	23	4
11	23	1

Los valores de las funciones objetivo se presentan en la tabla 3.11.

Tabla 3.11. Valores de las funciones objetivo para el ejemplo

Función objetivo	Valor
Costos de inversión	\$67,68 * 10 <sup>6</sup>
Costos de operación	\$83,80 * 10 <sup>6</sup>
Confiabilidad	45.346 kW-h



## CAPÍTULO 4

### APLICACIÓN Y RESULTADOS

Con el fin de probar la metodología propuesta en este trabajo, se emplearon dos sistemas de prueba usados en la literatura. En ambos casos de prueba se consideró una etapa de planeamiento, \$250 el valor del kW-h, un periodo de estudio de 20 años, una tasa de descuento del 10% y un incremento del costo de la energía del 2%. Para implementar la metodología propuesta y su aplicación a todos los sistemas de prueba, se emplea el software Matlab [25].

El primer caso ilustra un sistema con 54 nodos, 40 de los cuales son de carga. Este sistema posee 16 tramos de red existentes y 2 subestaciones [26]. Para lograr cubrir la demanda del sistema se proponen 45 nuevos tramos de red y dos nuevas subestaciones.

El segundo caso ilustra un sistema con 202 nodos, de los cuales 27 son nodos de paso y los otros 173 tienen carga asociada. Este sistema posee 42 tramos de red existentes y 1 subestación existente [27]. Para lograr satisfacer la demanda del sistema se proponen 185 nuevos tramos de red y una nueva subestación.

#### 4.1. SISTEMA DE PRUEBA 1

En la figura 4.1 se ilustra la configuración inicial del sistema, cuyo voltaje nominal es 28 kV. Las líneas continuas corresponden a tramos de red existentes y las líneas punteadas a tramos de red propuestos. Los cuadrados corresponden a subestaciones de distribución, donde las subestaciones ubicadas en los nodos 51 y 52 son existentes, y las ubicadas en los nodos 53 y 54 corresponden a subestaciones propuestas. Los datos de este sistema se presentan en el Anexo.

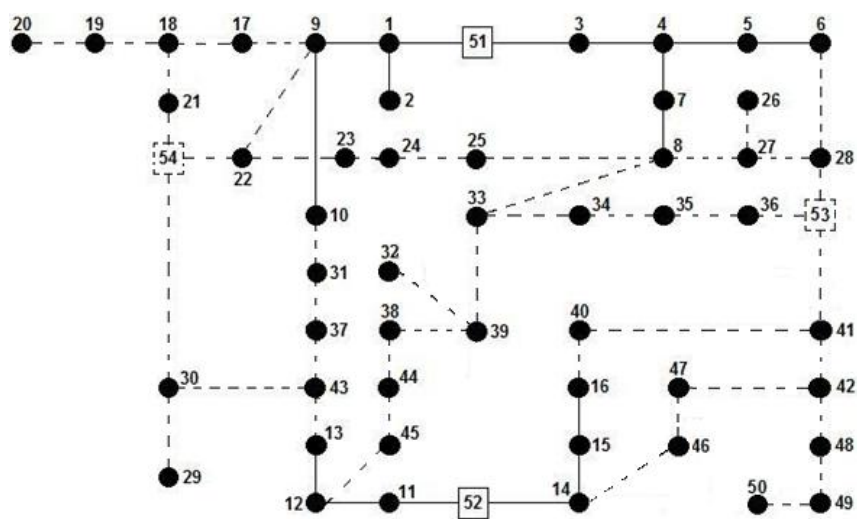


Figura 4.1. Configuración inicial del sistema 1

Los parámetros empleados por el algoritmo para este sistema se ilustran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Parámetros empleados por el algoritmo para el sistema 1

Aspecto	Valor
Tamaño de la población	60
Tasa de recombinación	0,9
Tasa de mutación	0,09
Número de generaciones	300

En las figuras 4.2 a 4.4 se presenta el comportamiento del algoritmo al aplicar la metodología con los modelos matemáticos 1, 2 y 3, respectivamente. La mejor configuración encontrada en cada modelo se ilustra en las figuras 4.5 a 4.7.

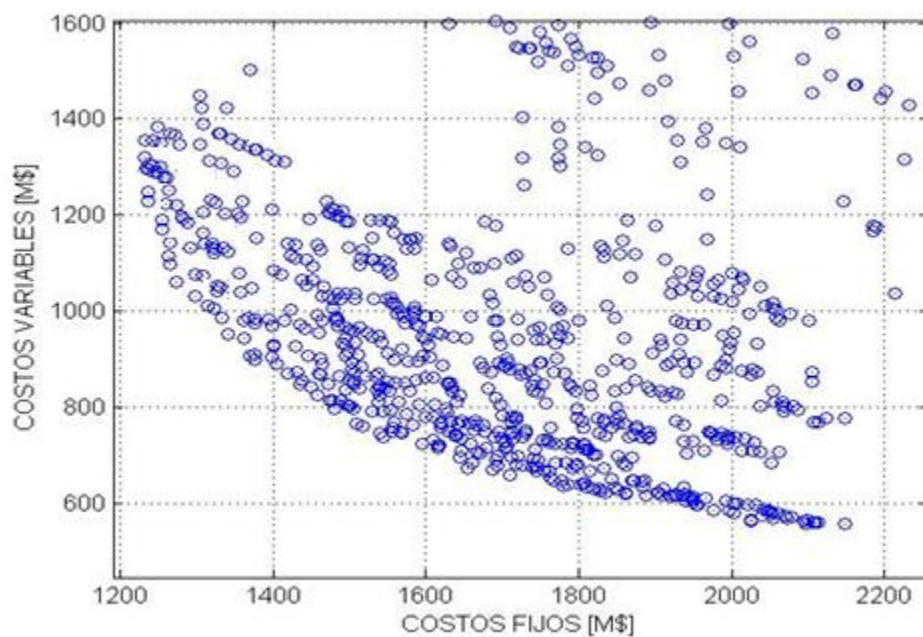


Figura 4.2. Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 1 – Sistema 1

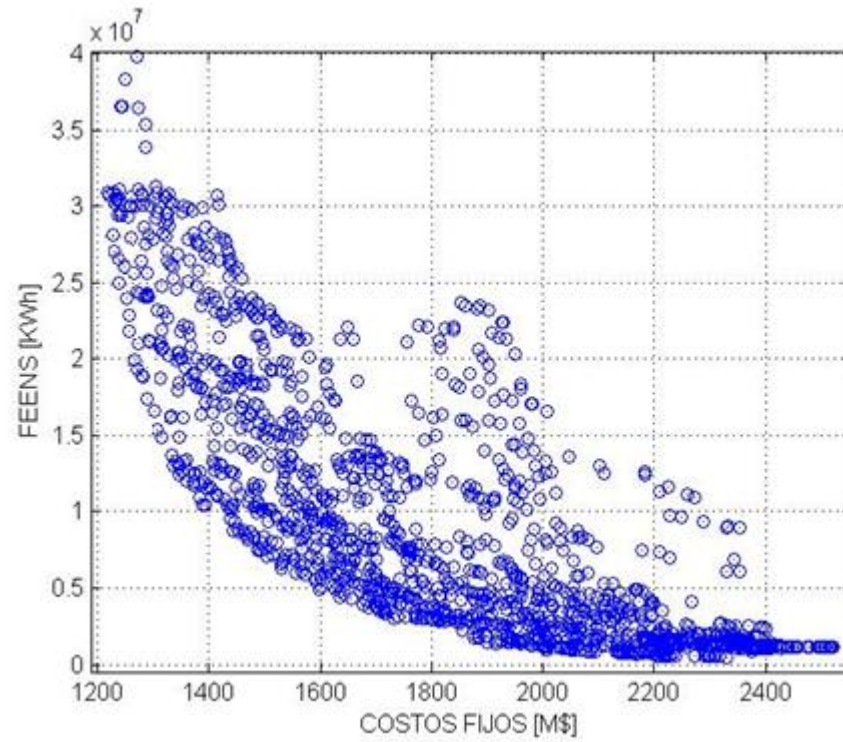


Figura 4.3. Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 1 – Sistema 1

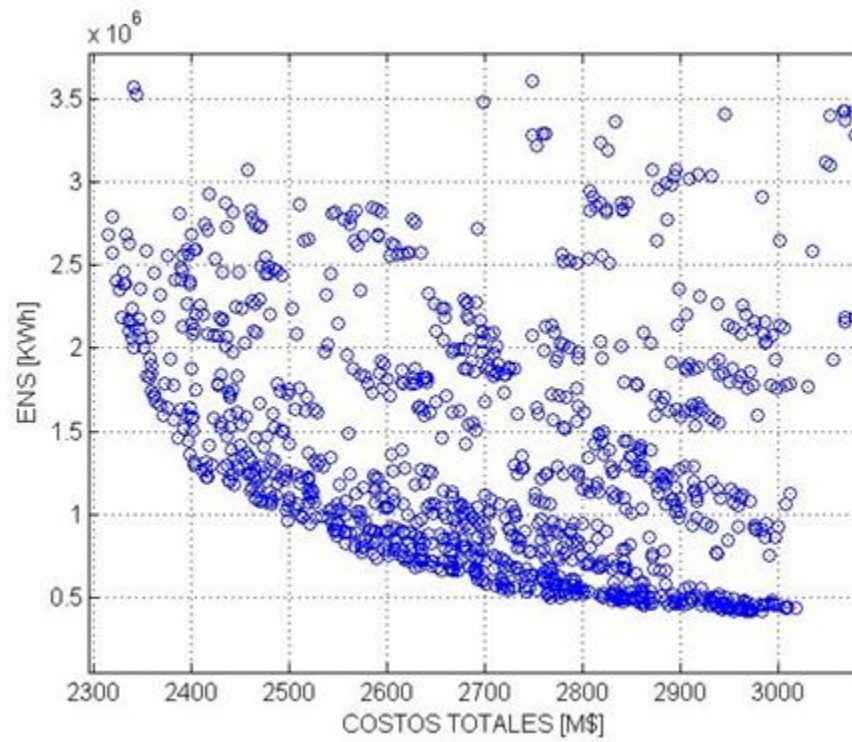


Figura 4.4. Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 1 – Sistema 1

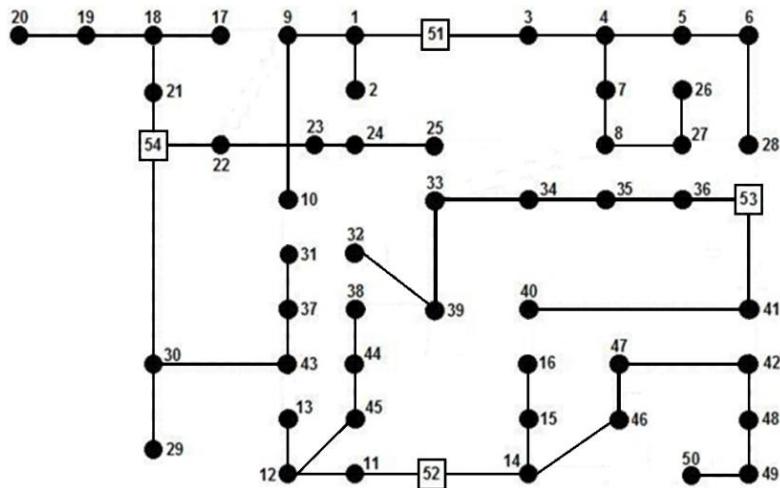


Figura 4.5. Configuración del modelo 1 – Tendencia 1 – Sistema 1

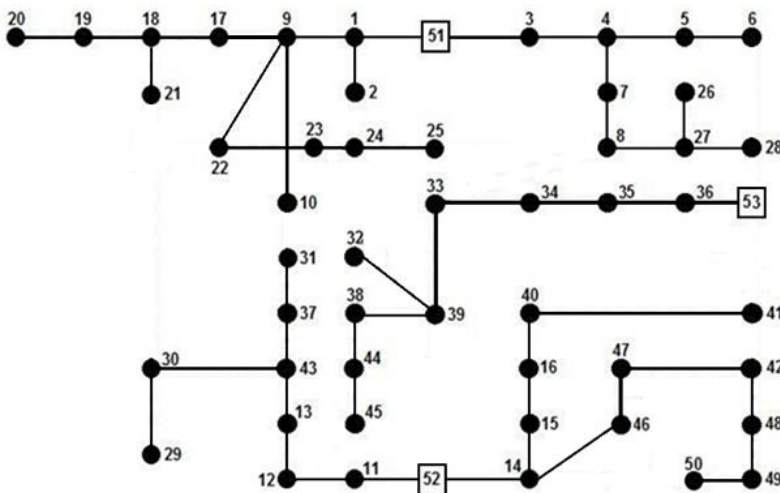


Figura 4.6. Configuración del modelo 2 – Tendencia 1 – Sistema 1

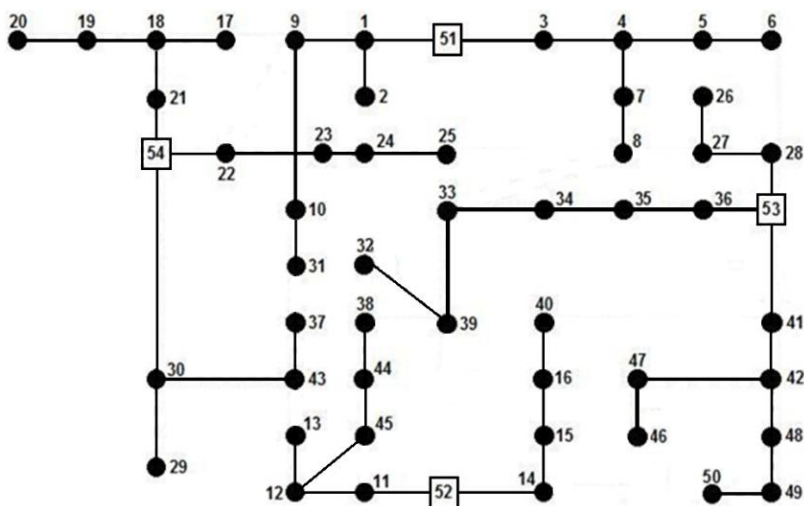


Figura 4.7. Configuración del modelo 3 – Tendencia 1 – Sistema 1

La tendencia encontrada (elementos en común) empleando los tres primeros modelos matemáticos se ilustra en la figura 4.8.

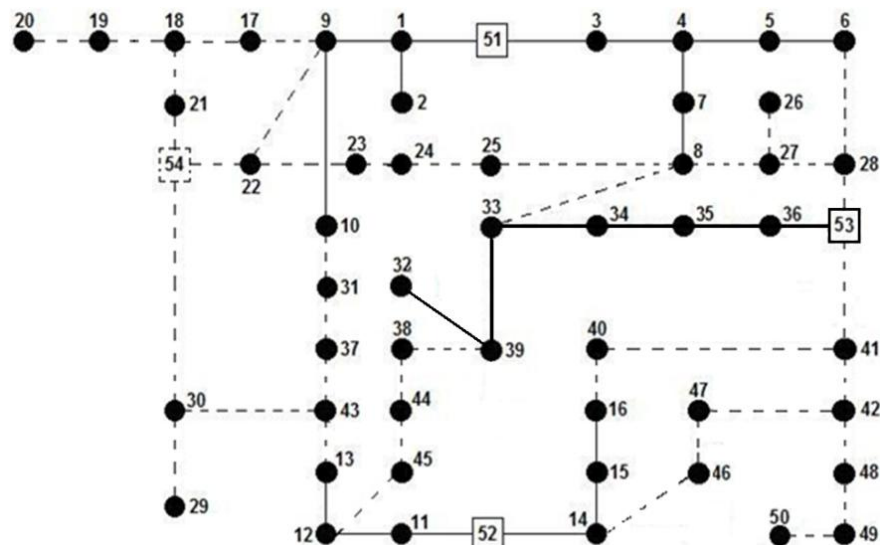


Figura 4.8. Primer tendencia encontrada para el sistema 1

Se observa como el tramo de red propuesto 8-33 puede generar un anillo en el sistema, por lo que este no es considerado para la siguiente iteración.

De acuerdo a esto, la nueva configuración inicial del sistema se presenta en la figura 4.9.

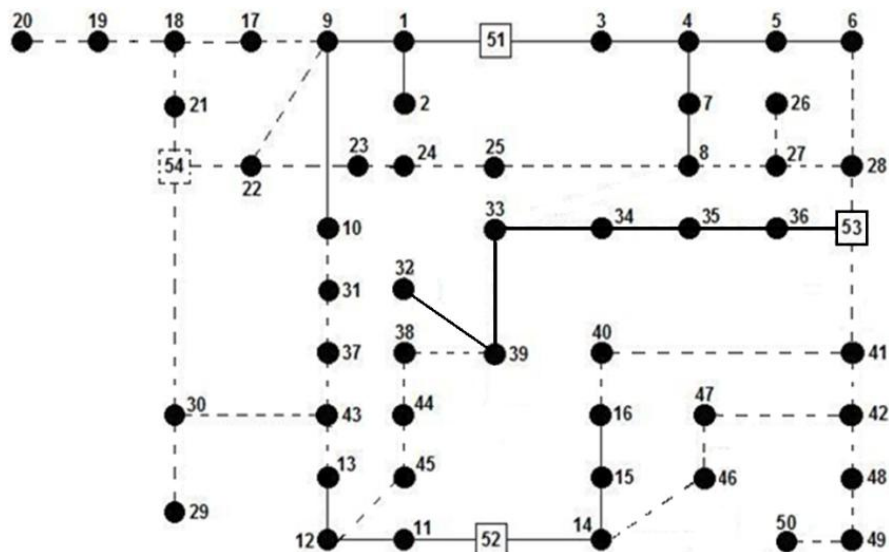


Figura 4.9. Configuración inicial del sistema 1 para encontrar la tendencia 2

En las figuras 4.10 a 4.12 se presenta el comportamiento del algoritmo al aplicar la metodología con los modelos matemáticos 1, 2 y 3, respectivamente. La mejor configuración encontrada en cada modelo se ilustra en las figuras 4.13 a 4.15.



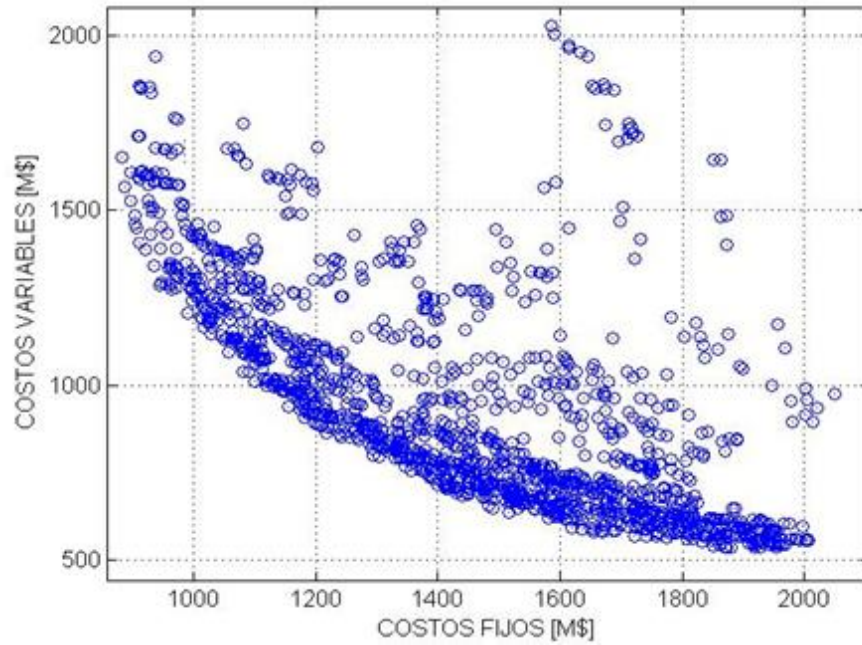


Figura 4.10. Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 2 – Sistema 1

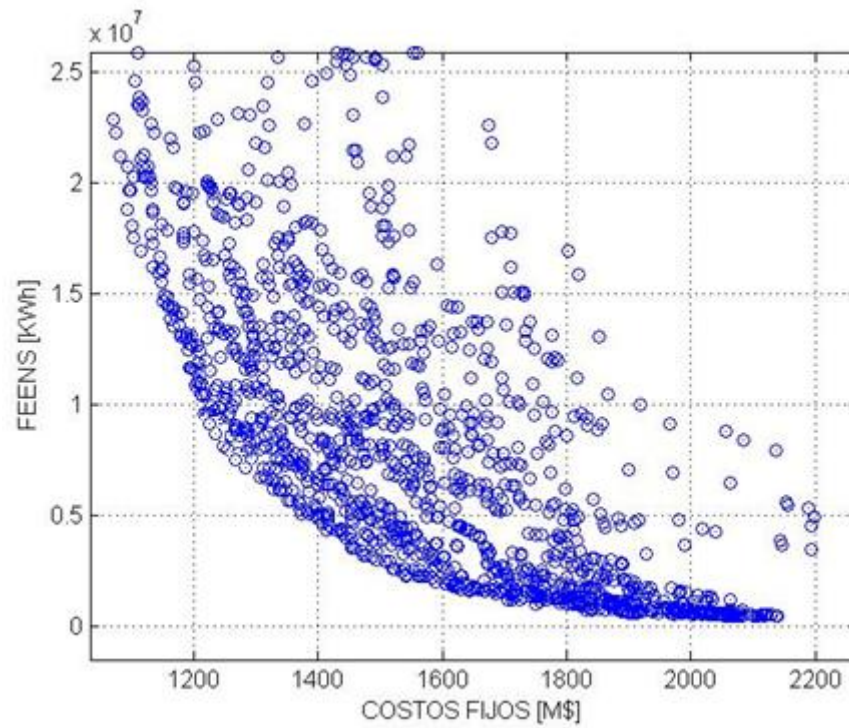


Figura 4.11. Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 2 – Sistema 1

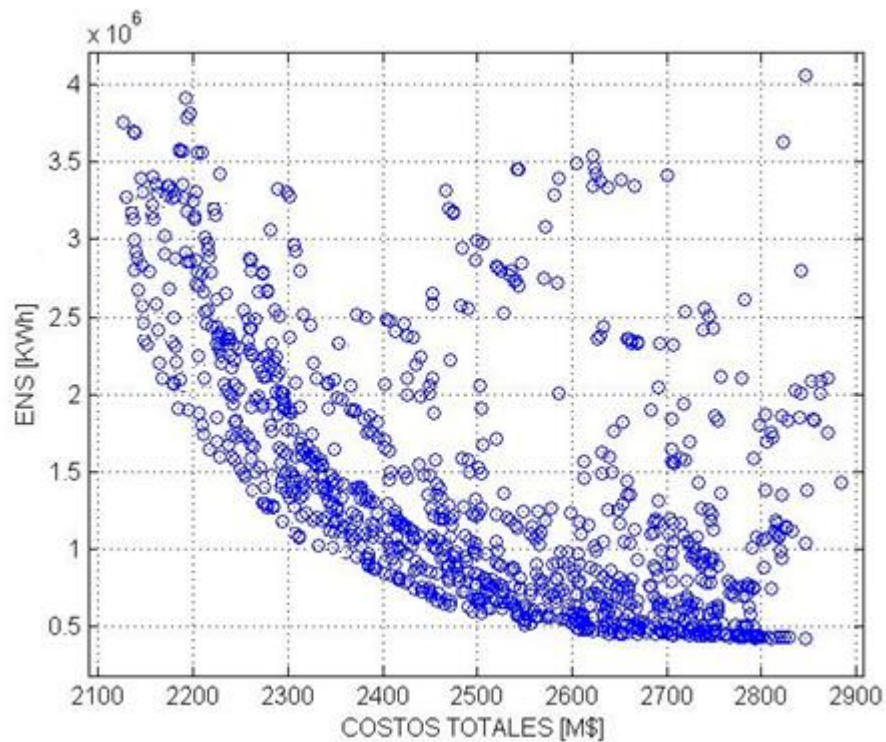


Figura 4.12. Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 2 – Sistema 1

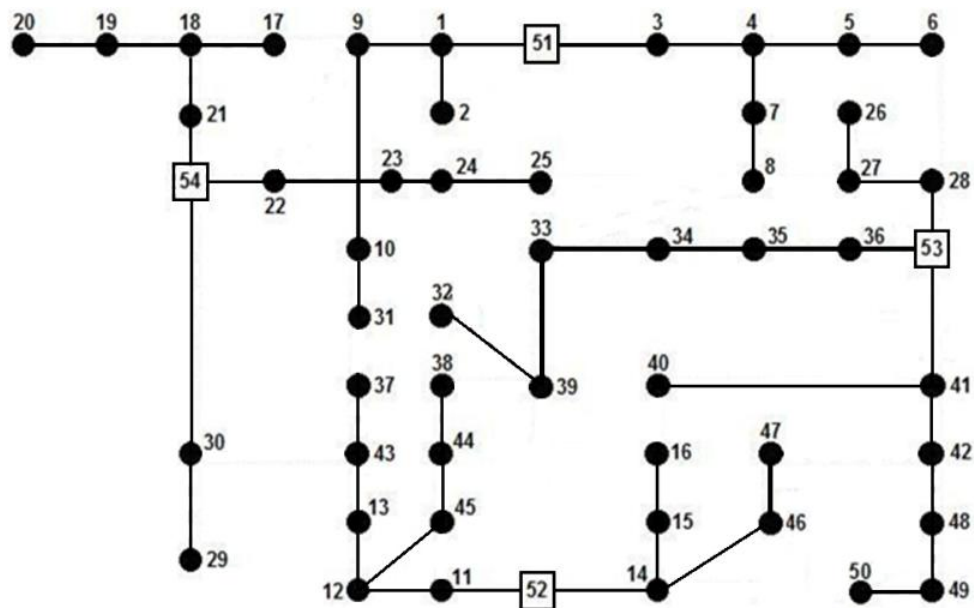


Figura 4.13. Configuración del Modelo 1 – Tendencia 2 – Sistema 1

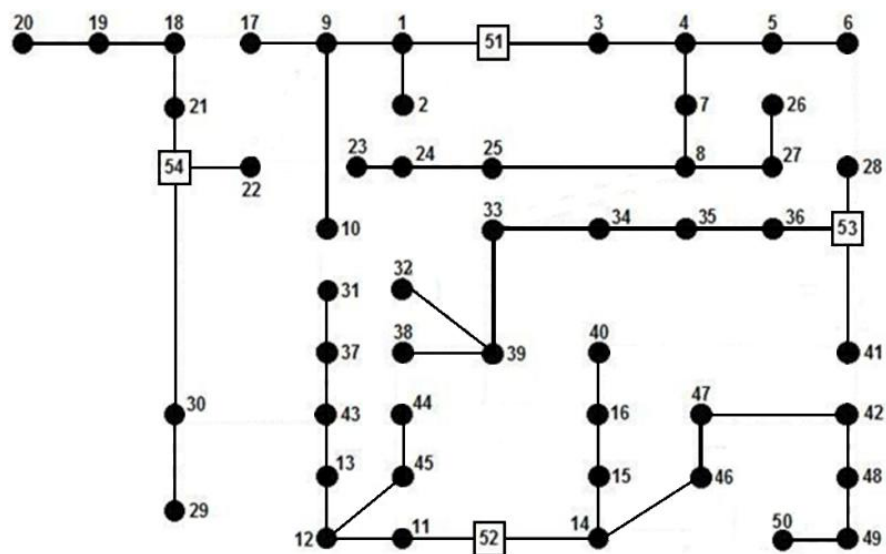


Figura 4.14. Configuración del Modelo 2 – Tendencia 2 – Sistema 1

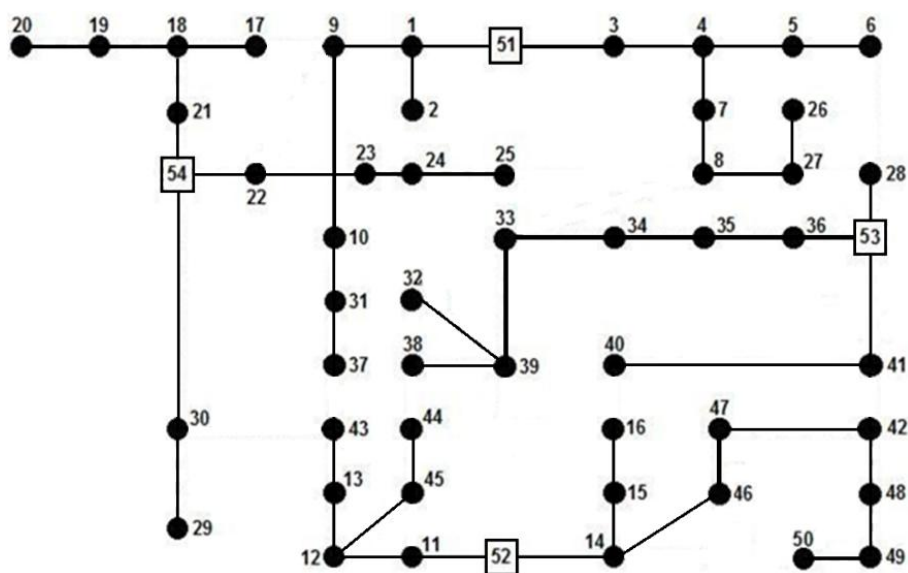


Figura 4.15. Configuración del Modelo 3 – Tendencia 2 – Sistema 1

La segunda tendencia encontrada por la metodología se presenta en la figura 4.16.



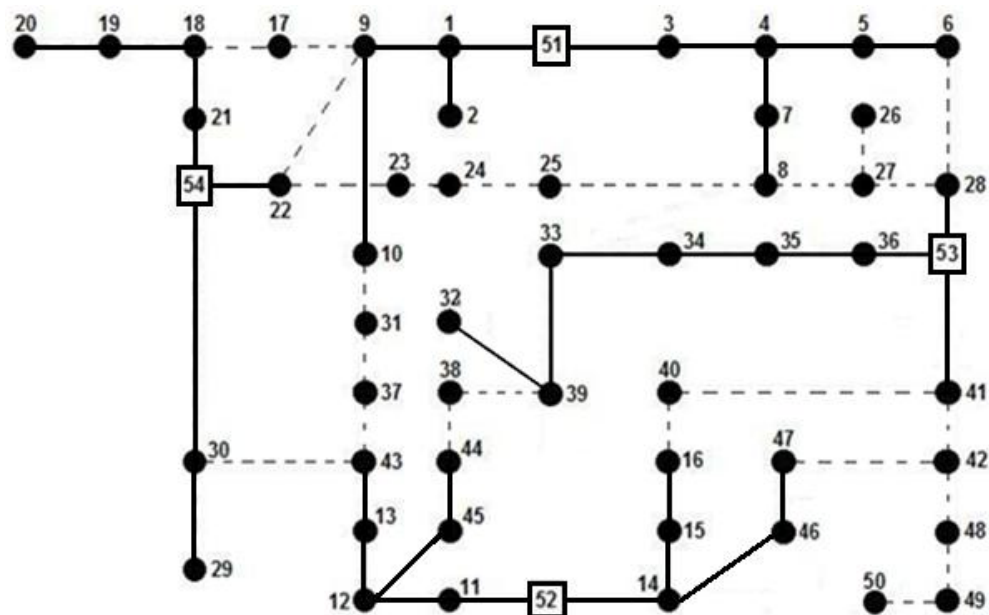


Figura 4.16. Segunda tendencia encontrada para el sistema 1

Se observa como los tramos de red propuestos 6-28, 9-22 y 30-43 pueden generar anillos en el sistema, por lo que estos no son considerados para la siguiente iteración.

De acuerdo a esto, la nueva configuración inicial del sistema se presenta en la figura 4.17.

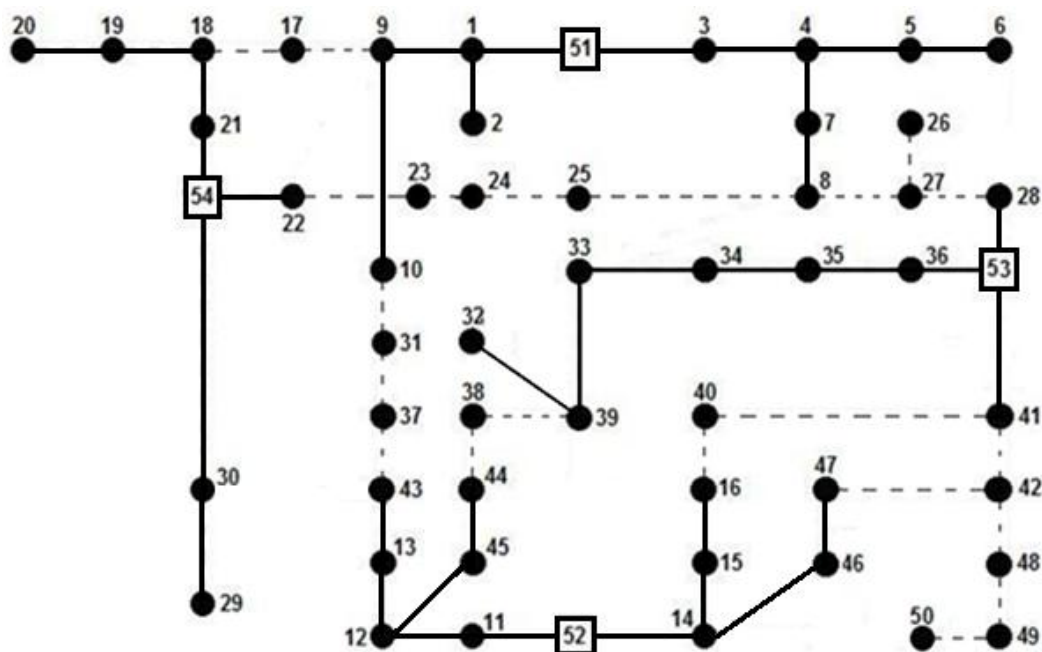


Figura 4.17. Configuración inicial del sistema 1 para encontrar la tendencia 3

En las figuras 4.18 a 4.20 se presenta el comportamiento del algoritmo al aplicar la metodología con los modelos matemáticos 1, 2 y 3, respectivamente. La tercera tendencia encontrada por la metodología se presenta en la figura 4.21. No se presentan las configuraciones obtenidas para cada modelo, dado que todas son iguales.

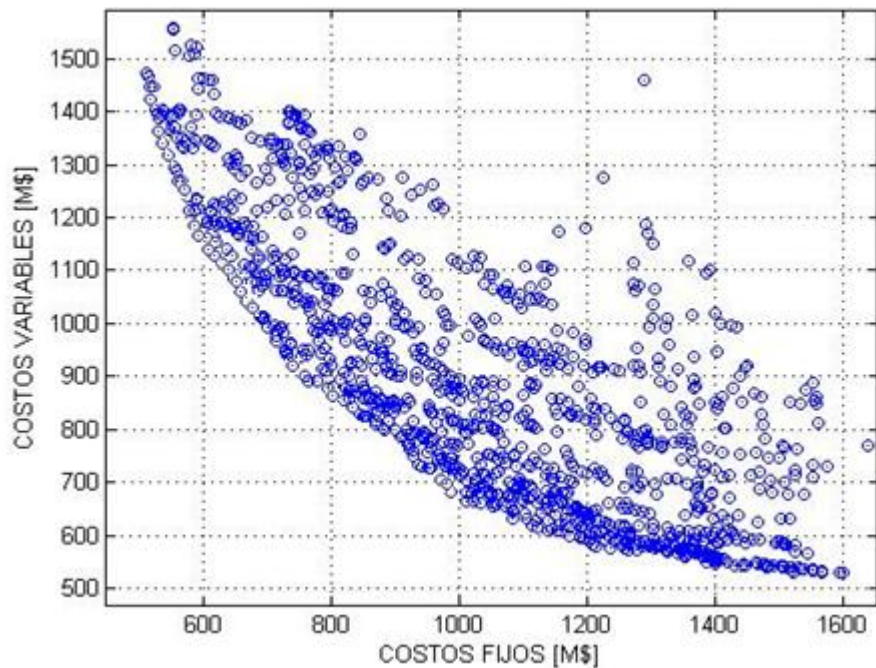


Figura 4.18. Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 3 – Sistema 1

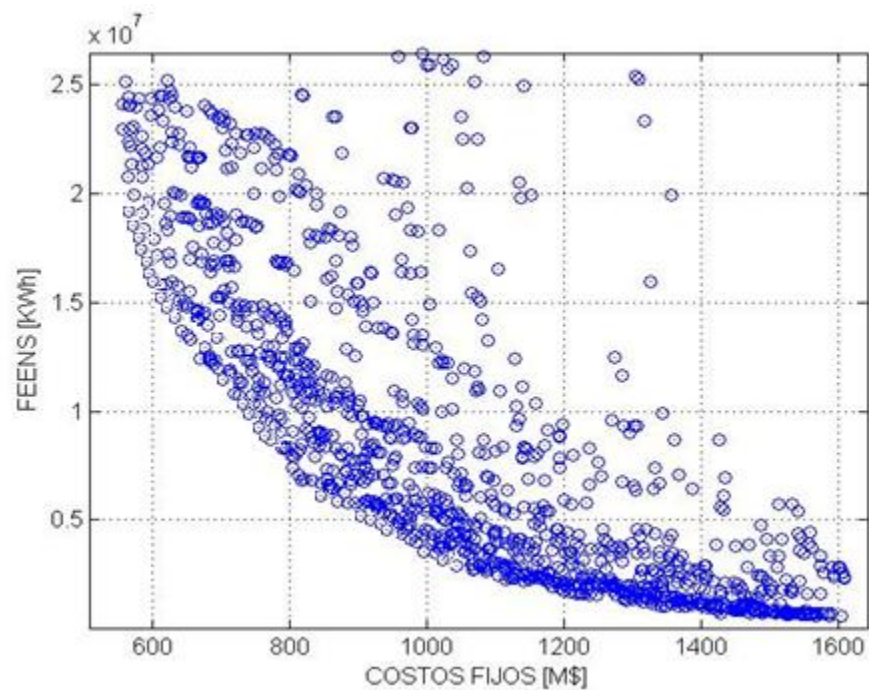


Figura 4.19. Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 3 – Sistema 1

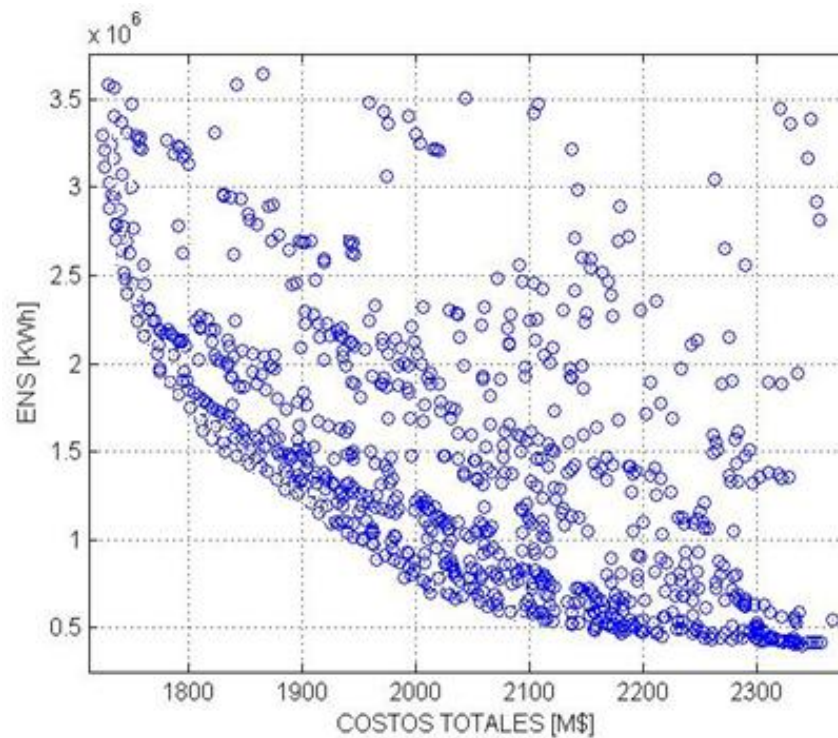


Figura 4.20. Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 3 – Sistema 1

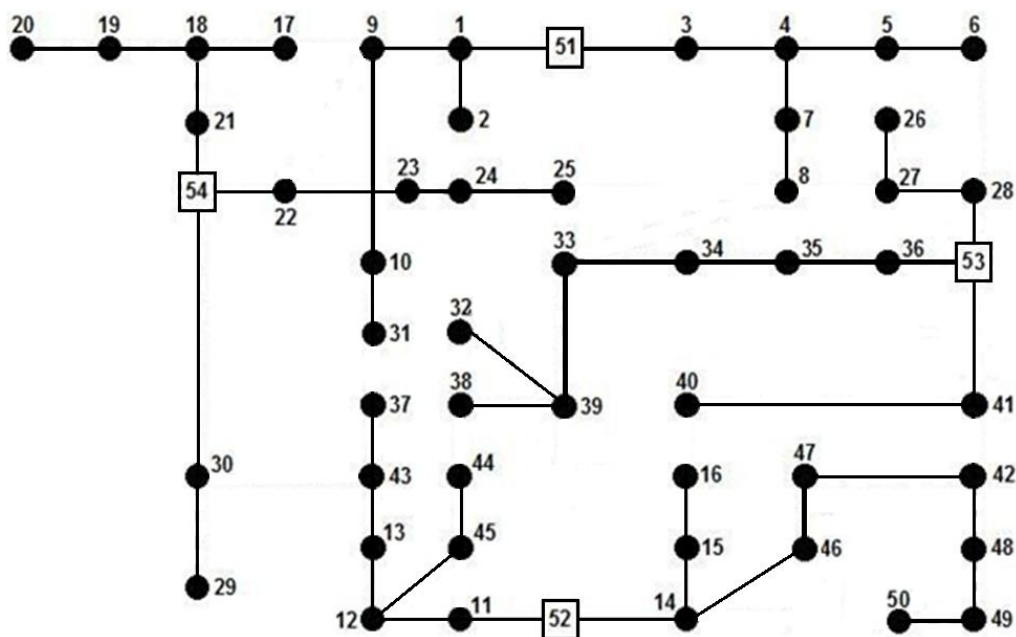


Figura 4.21. Tercera tendencia encontrada para el sistema 1

En la figura 4.21 se observa que no existen nodos sin alimentar, por lo que el algoritmo se detiene en este punto. Esta topología corresponde a la configuración final del sistema encontrada por la metodología.

Para esta configuración las cuatro subestaciones son de igual capacidad (Tipo 1). Los calibres de cada tramo de red se presentan en la tabla 4.2. Se observa que existen tramos de red iguales para cada modelo, los cuales se presentan en esta tabla en color rojo.

Tabla 4.2. Calibres de la configuración final del sistema 1

Envío	Recibo	Calibre			Envío	Recibo	Calibre		
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3			Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
51	1	8	5	8	48	49	1	1	1
1	2	1	1	3	49	50	1	1	1
1	9	8	4	8	53	36	8	5	7
9	10	6	4	6	35	36	8	4	7
31	10	1	1	1	34	35	8	4	7
51	3	8	5	8	33	34	1	3	5
3	4	8	5	8	39	33	1	1	2
4	5	4	3	7	39	32	1	1	1
4	7	1	2	4	38	39	1	1	1
5	6	2	1	1	53	41	1	1	6
7	8	1	1	4	41	40	1	1	3
52	11	8	7	8	53	28	1	1	1
11	12	6	6	8	27	28	1	1	1
12	13	1	4	5	27	26	1	1	1
13	43	1	1	2	54	21	7	3	8
43	37	1	1	1	18	21	1	2	6
12	45	1	4	3	17	18	1	1	1
45	44	1	1	1	18	19	1	1	4
52	14	8	5	7	19	20	1	1	1
14	15	1	2	7	54	30	2	4	4
15	16	1	1	4	30	29	2	1	1
46	14	1	1	4	54	22	1	2	5
47	46	1	1	4	22	23	1	1	5
42	47	1	1	1	23	24	1	1	4
42	48	1	1	1	24	25	1	1	1

Las capacidades de los tramos de red que tienen calibres diferentes en los tres modelos matemáticos, son definidos a partir del mayor valor encontrado. De acuerdo a esto, los calibres definidos se ilustran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Calibres seleccionados para el sistema 1

Envío	Recibo	Calibre	Envío	Recibo	Calibre
51	1	8	48	49	1
1	2	3	49	50	1
1	9	8	53	36	8
9	10	6	35	36	8
31	10	1	34	35	8
51	3	8	33	34	5
3	4	8	39	33	2
4	5	7	39	32	1
4	7	4	38	39	1
5	6	2	53	41	6
7	8	4	41	40	3
52	11	8	53	28	1
11	12	8	27	28	1
12	13	5	27	26	1
13	43	2	54	21	8
43	37	1	18	21	6
12	45	4	17	18	1
45	44	1	18	19	4
52	14	8	19	20	1
14	15	7	54	30	4
15	16	4	30	29	2
46	14	4	54	22	5
47	46	4	22	23	5
42	47	1	23	24	4
42	48	1	24	25	1

Los valores de las funciones objetivo se presentan en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Valores de las funciones objetivo del sistema 1

Función objetivo	Valor
Costos de inversión	\$1825,86 millones
Costos de operación	\$603,62 millones
Confiabilidad	1'239.368,76 kW-h

## 4.2. SISTEMA DE PRUEBA 2

En la figura 4.22 se ilustra la configuración inicial del sistema 2, cuyo voltaje nominal es 10 kV. Las líneas continuas corresponden a tramos de red existentes y las líneas punteadas a tramos de red propuestos. Los cuadrados corresponden a subestaciones de distribución, donde la subestación identificada con el número 201 es existente y la número 202 es propuesta. Los datos de este sistema se presentan en el Anexo.

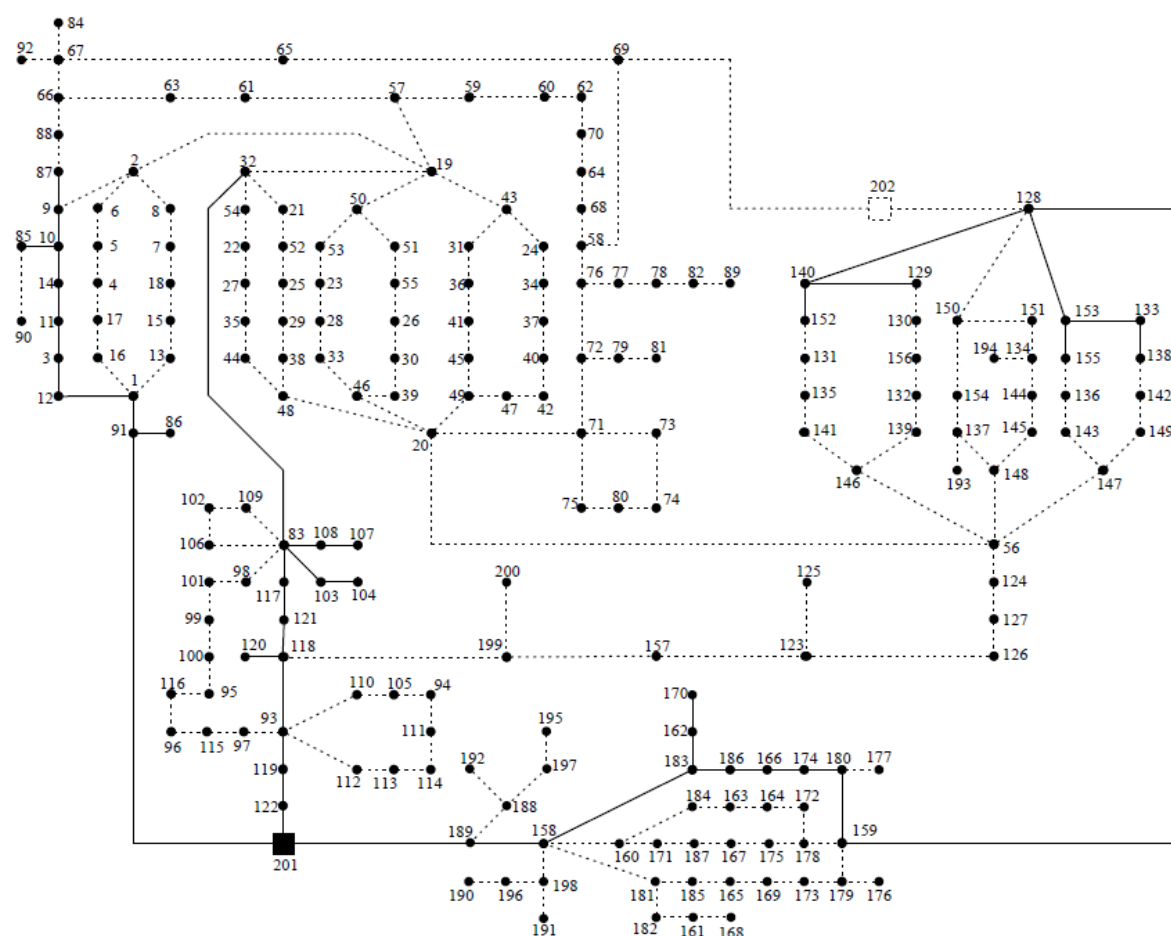


Figura 4.22. Configuración inicial del sistema 2

Los parámetros empleados por el algoritmo para este sistema se ilustran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Parámetros empleados por el algoritmo para el sistema 2

Aspecto	Valor
Tamaño de la población	60
Tasa de recombinación	0,9
Tasa de mutación	0,09
Número de generaciones	300



En las figuras 4.23 a 4.25 se presenta el comportamiento del algoritmo al aplicar la metodología con los modelos matemáticos 1, 2 y 3, respectivamente. La mejor configuración encontrada en cada modelo se ilustra en las figuras 4.26 a 4.28.

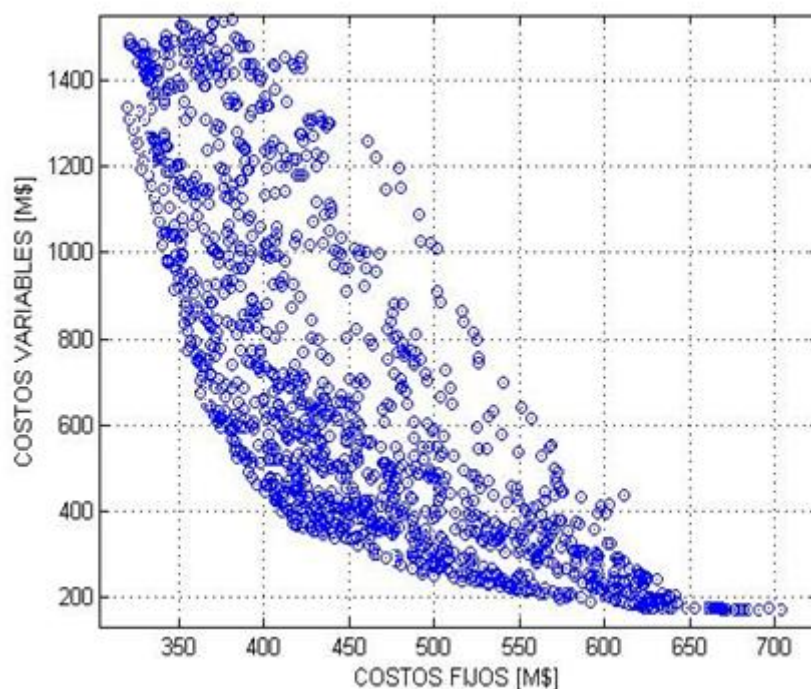


Figura 4.23. Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 1 – Sistema 2

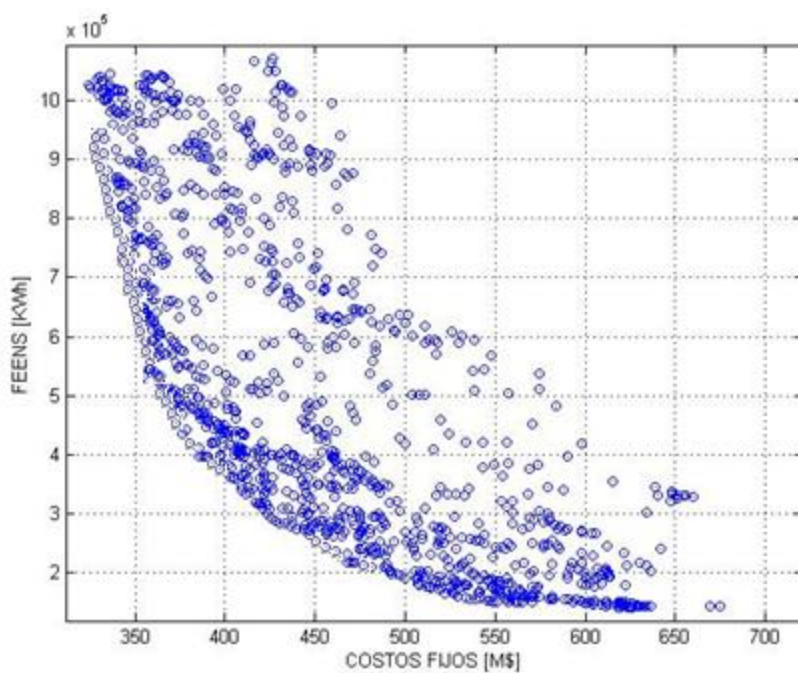


Figura 4.24. Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 1 – Sistema 2

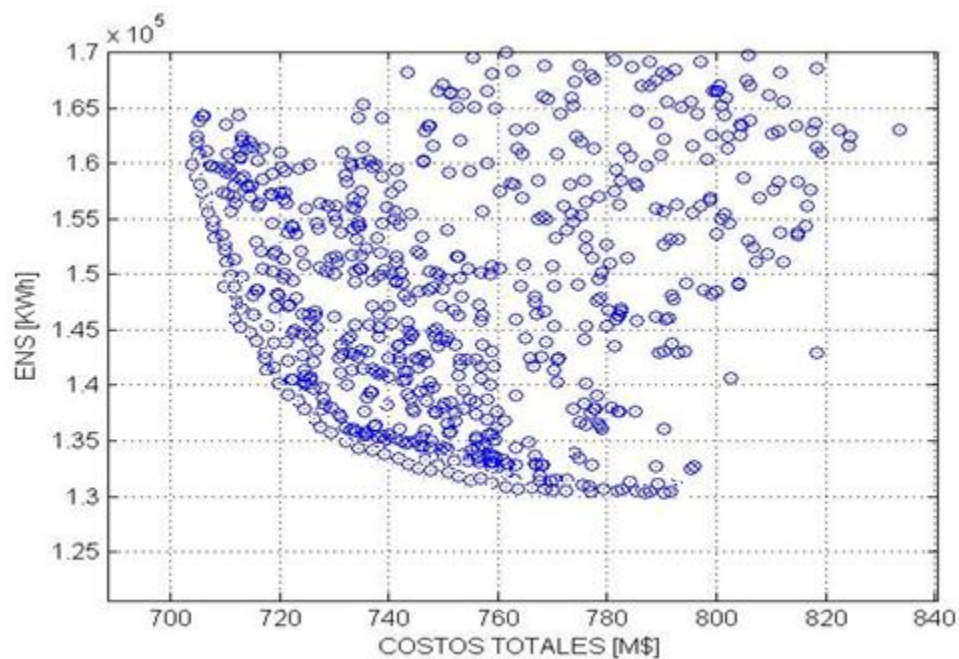


Figura 4.25. Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 1 – Sistema 2

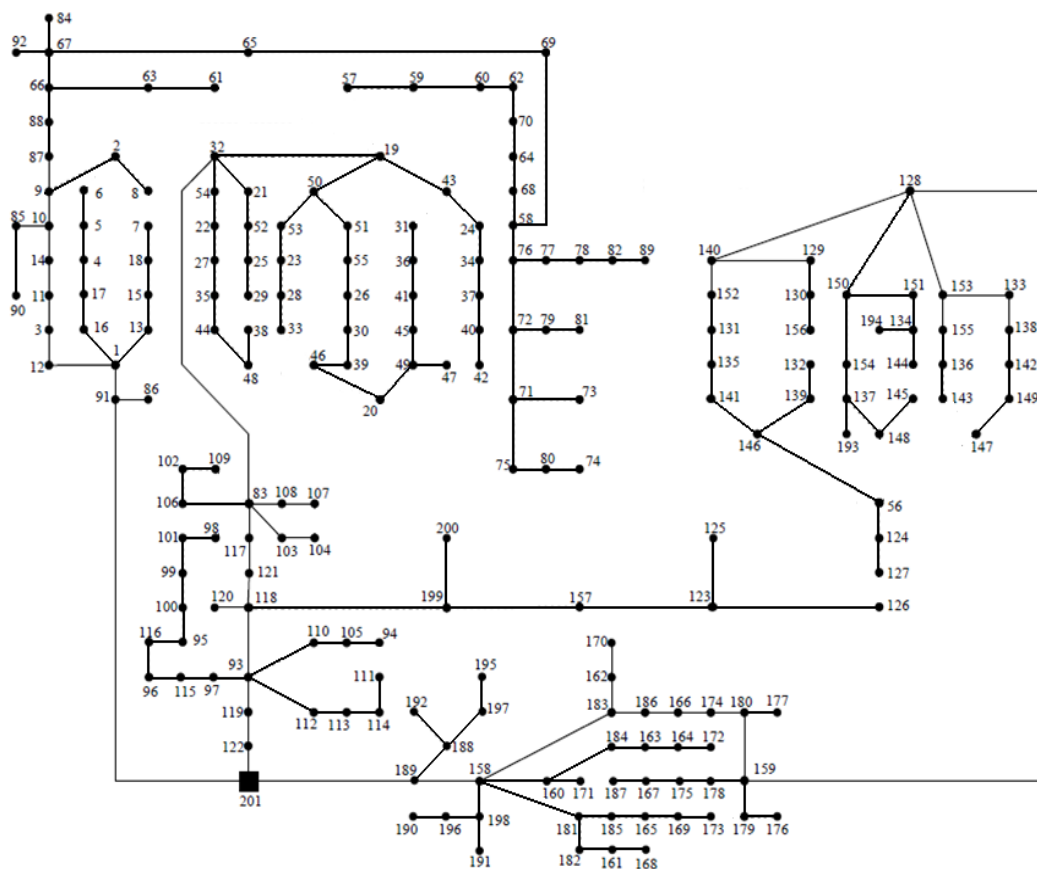


Figura 4.26. Configuración del modelo 1 – Tendencia 1 – Sistema 2



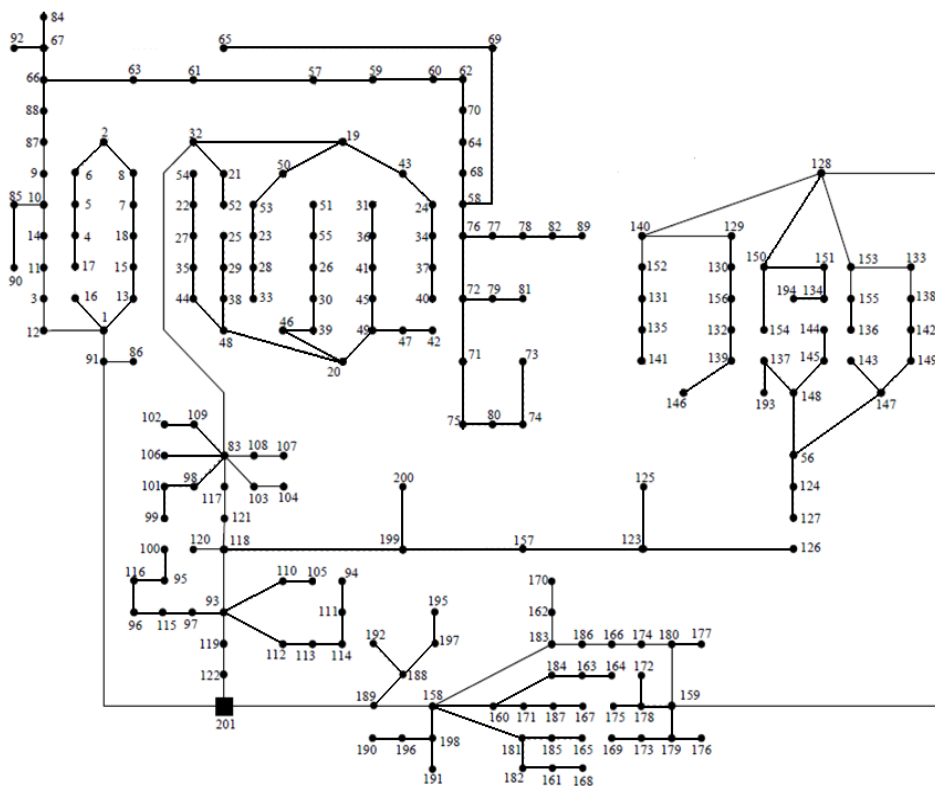


Figura 4.27. Configuración del modelo 2 – Tendencia 1 – Sistema 2

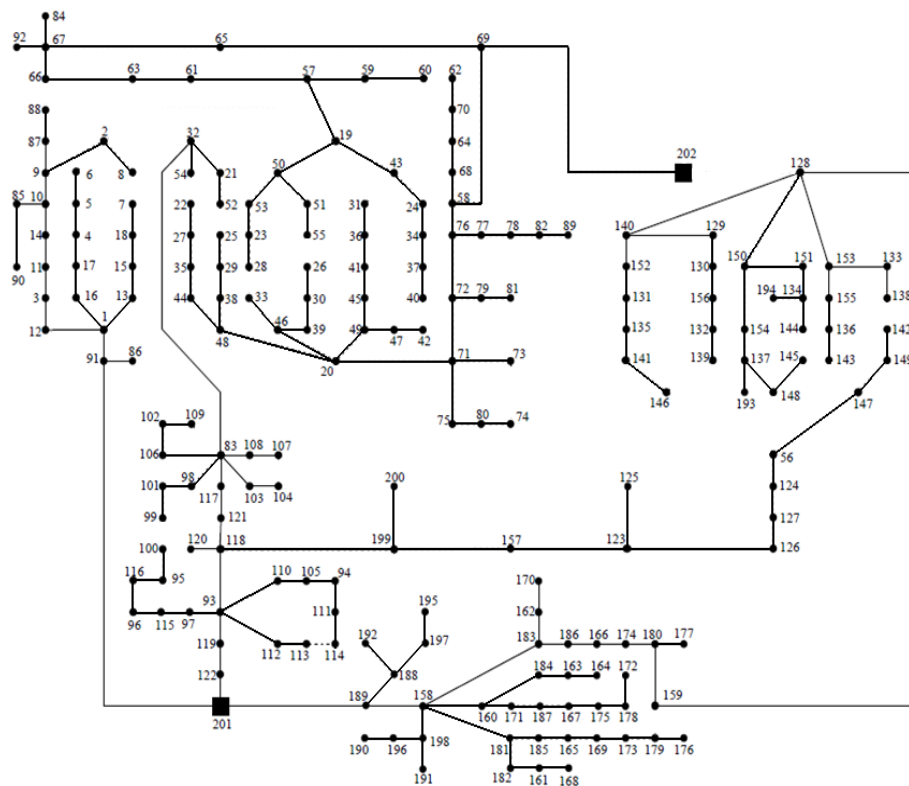


Figura 4.28. Configuración del modelo 3 – Tendencia 1 – Sistema 2



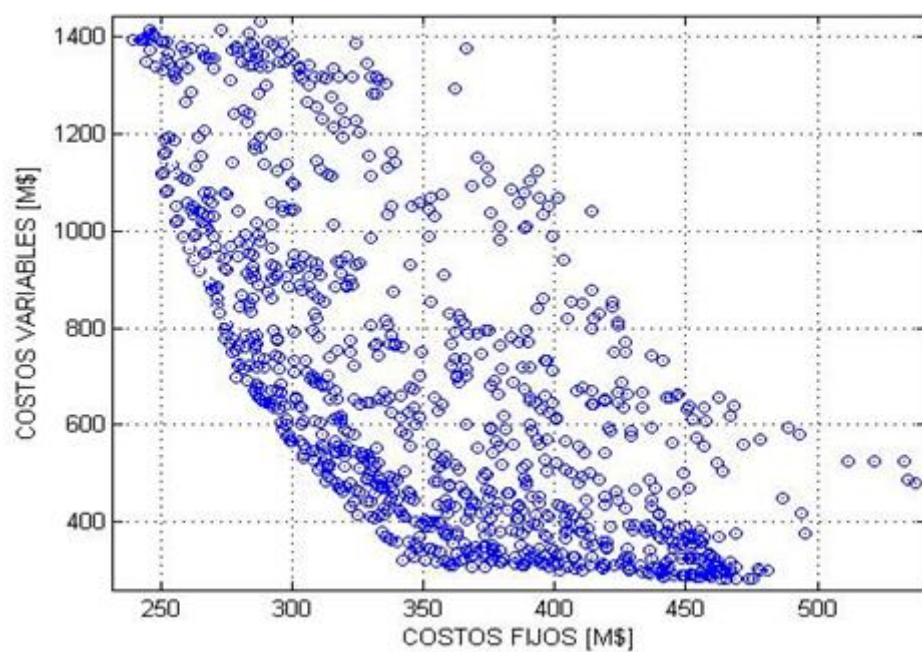


Figura 4.30. Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 2 – Sistema 2

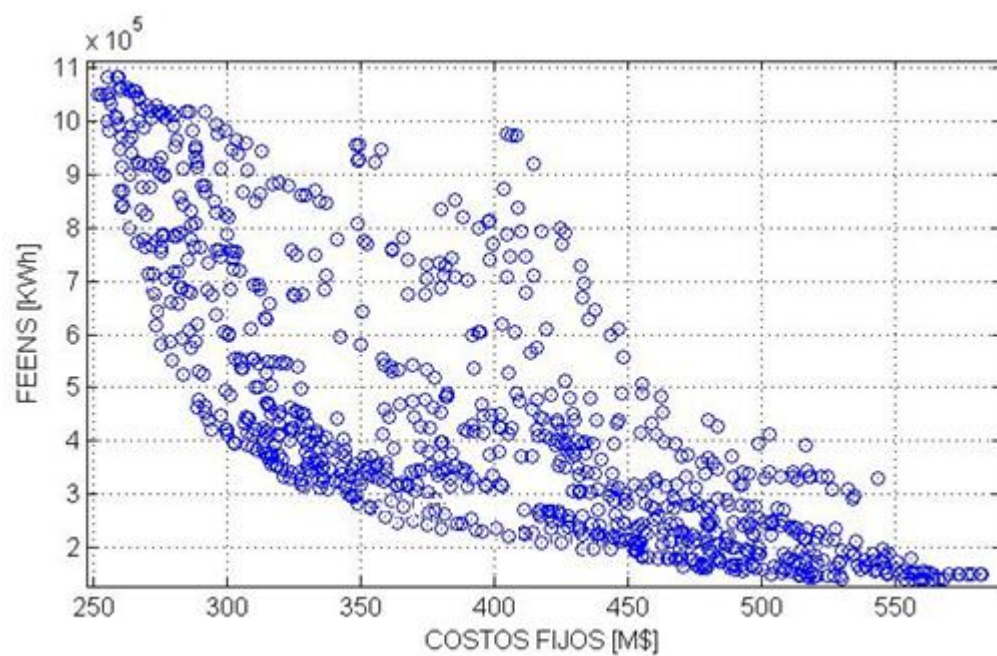


Figura 4.31. Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 2 – Sistema 2

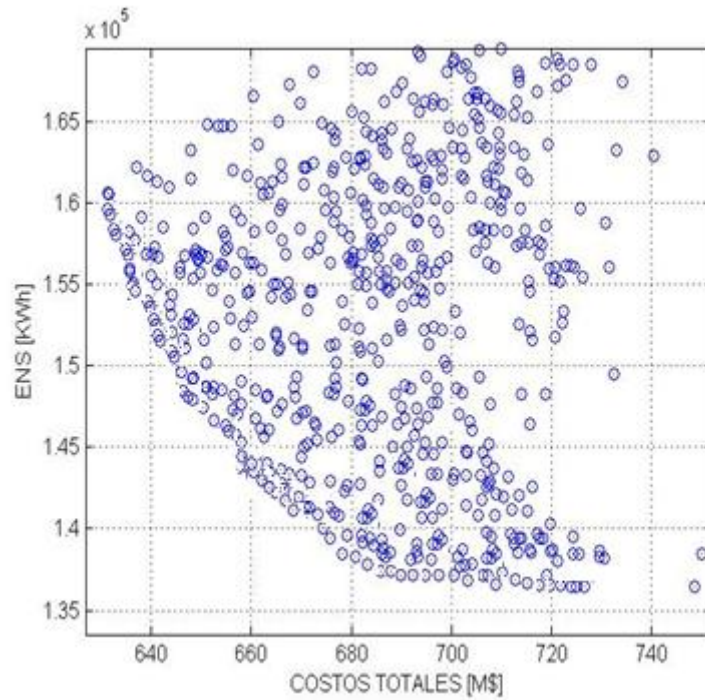


Figura 4.32. Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 2 – Sistema 2

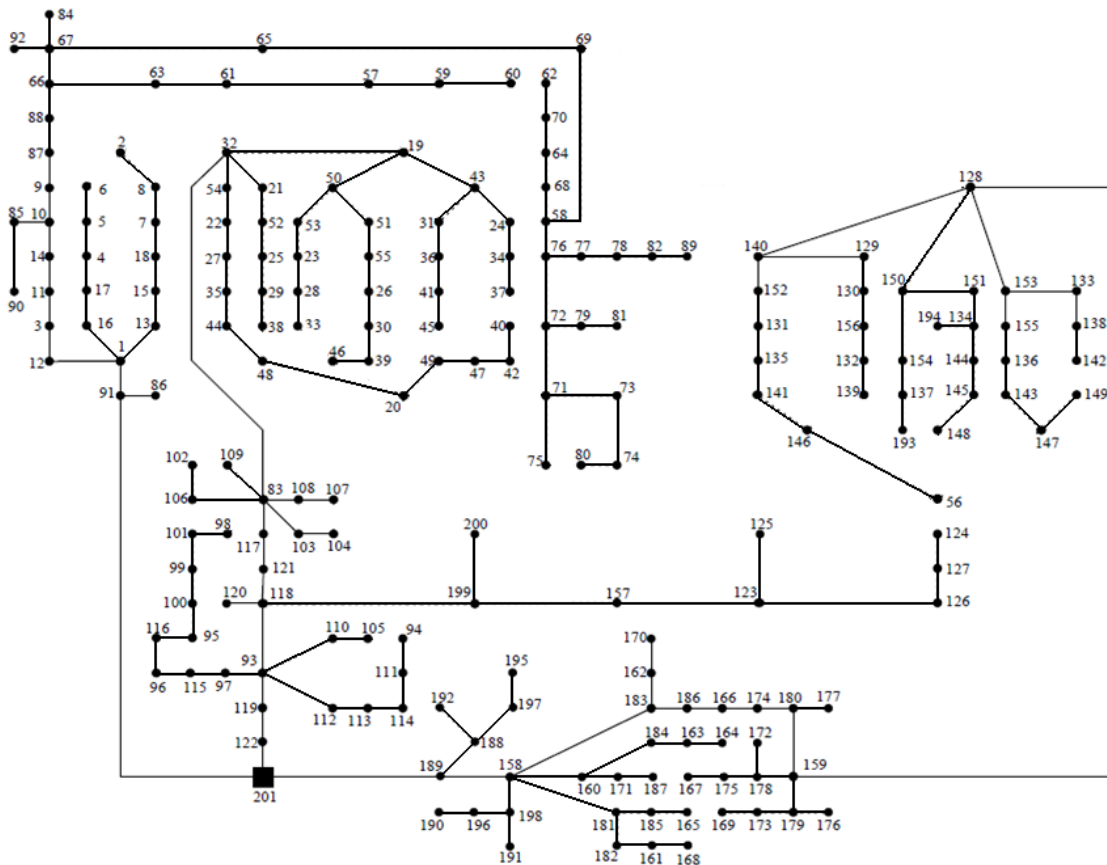


Figura 4.33. Configuración del Modelo 1 – Tendencia 2 – Sistema 2

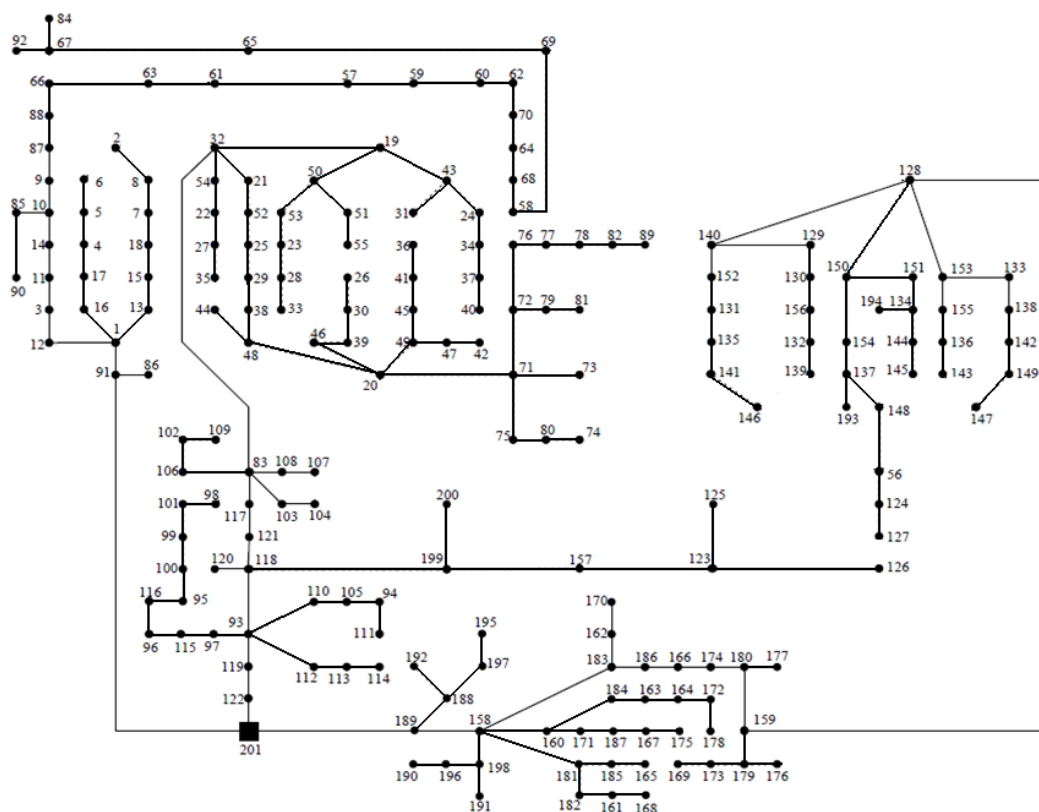


Figura 4.34. Configuración del Modelo 2 – Tendencia 2 – Sistema 2

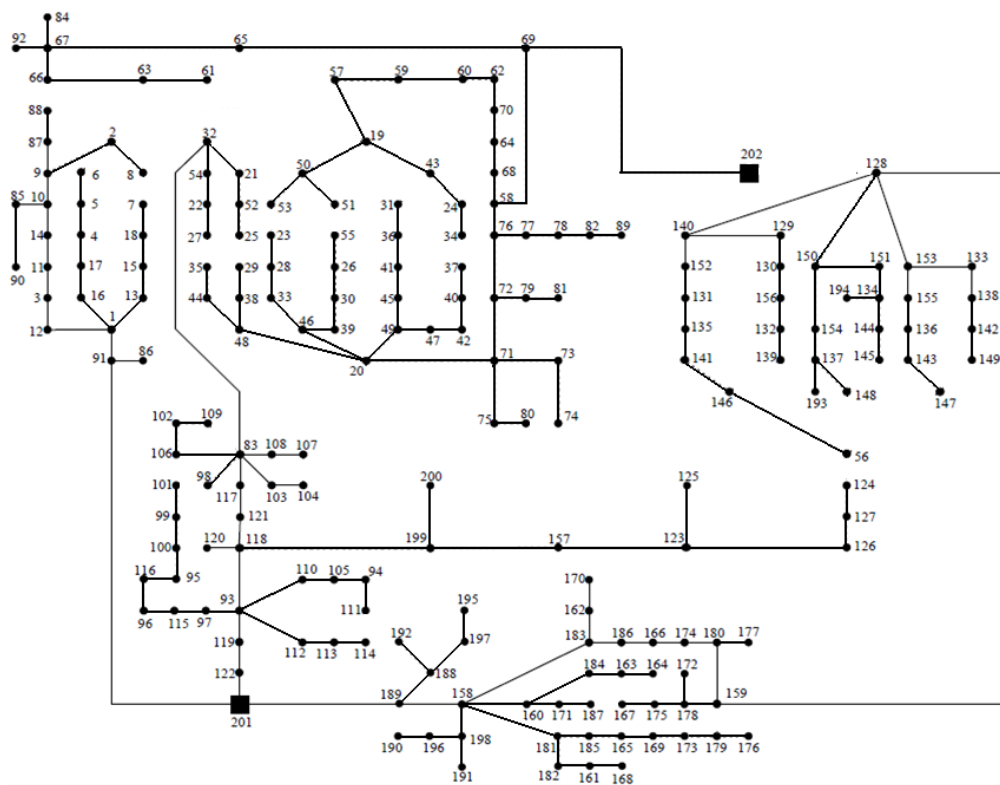


Figura 4.35. Configuración del Modelo 3 – Tendencia 2 – Sistema 2





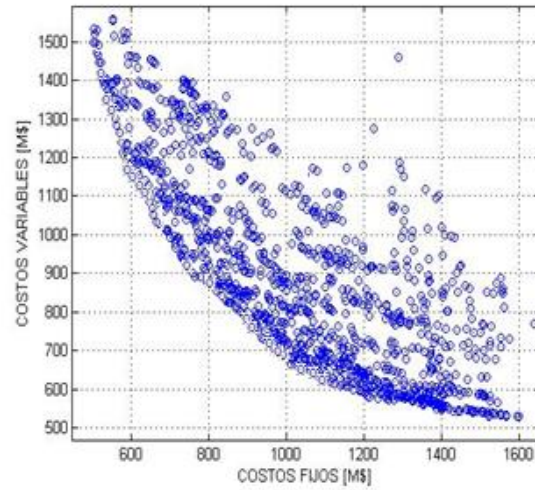


Figura 4.37. Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 3 – Sistema 2

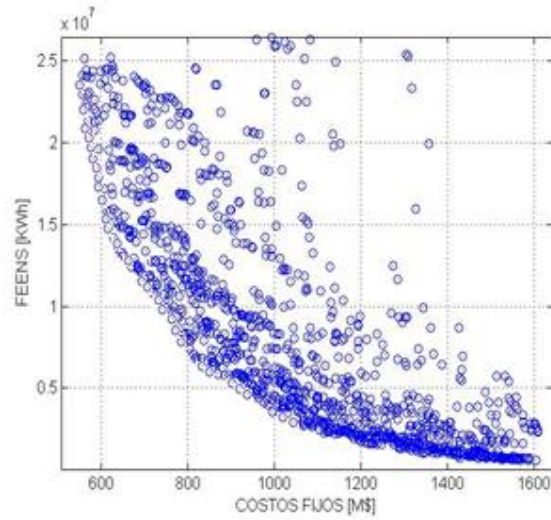


Figura 4.38. Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 3 – Sistema 2

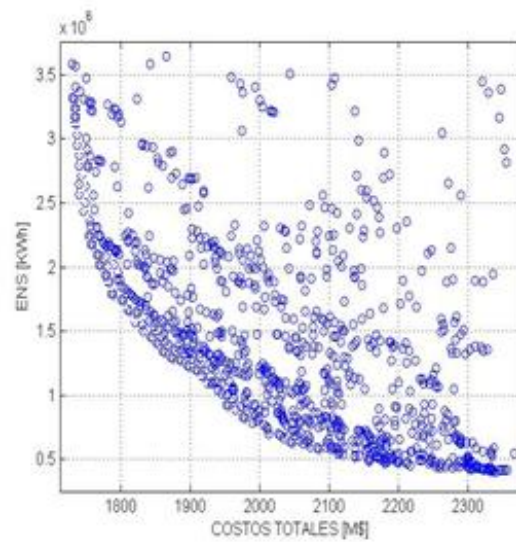


Figura 4.39. Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 3 – Sistema 2

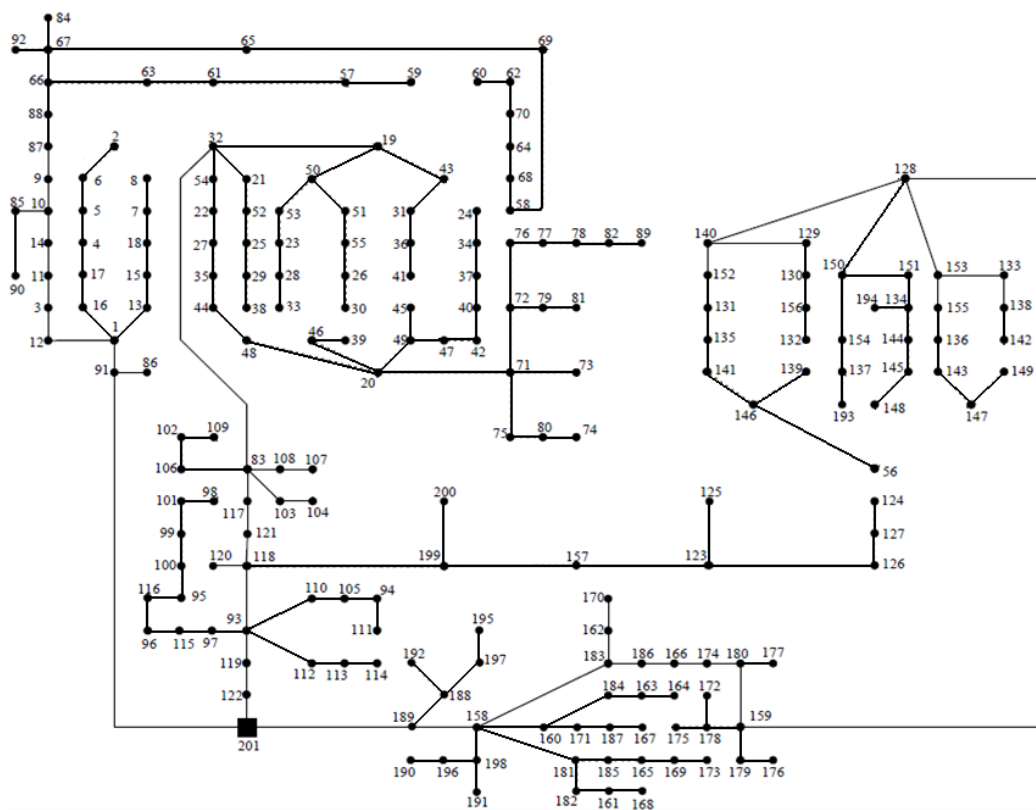


Figura 4.40. Configuración del Modelo 1 – Tendencia 3 – Sistema 2

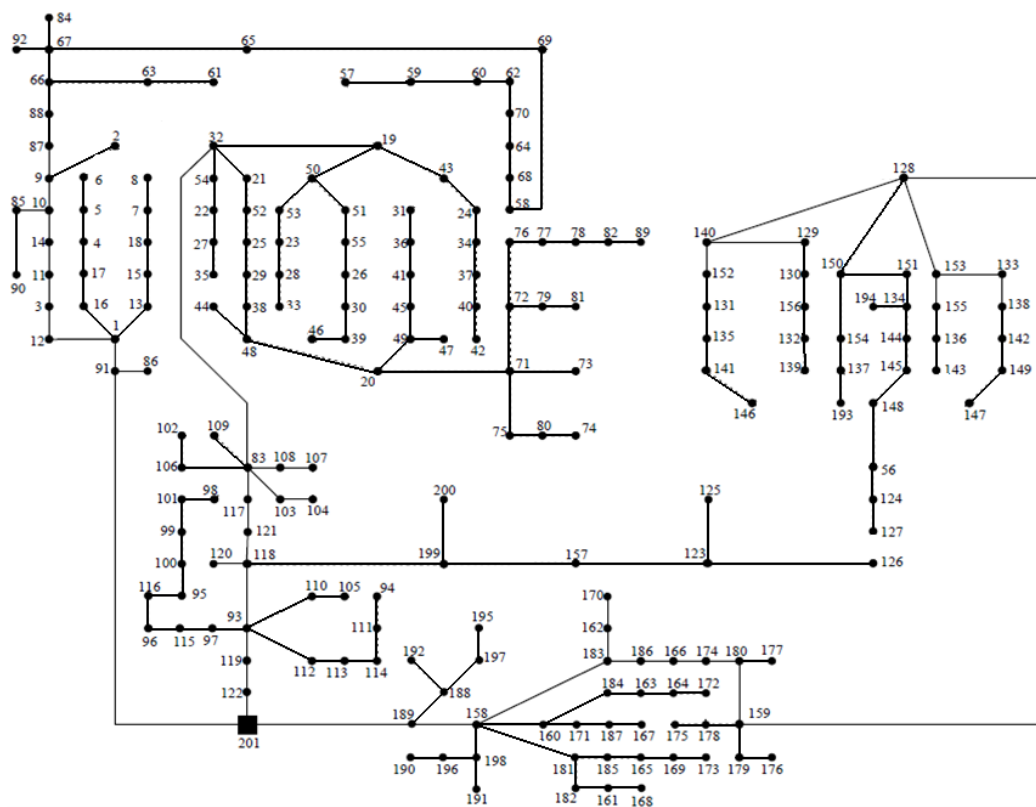


Figura 4.41. Configuración del Modelo 2 – Tendencia 3 – Sistema 2



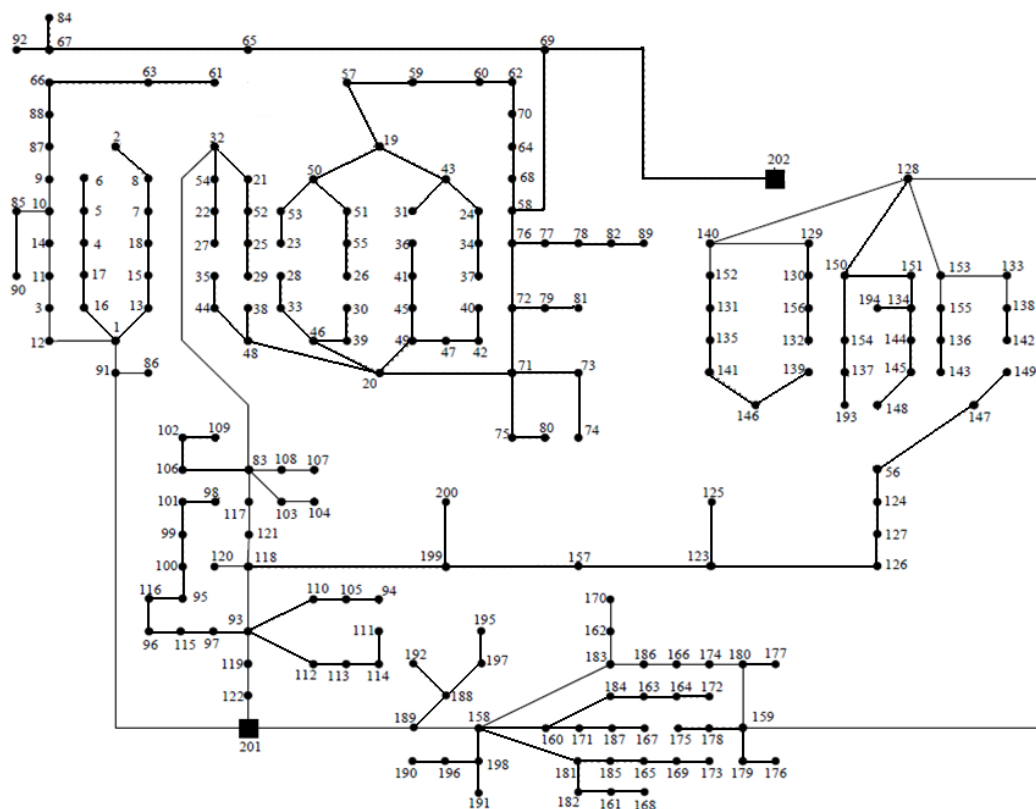


Figura 4.42. Configuración del Modelo 3 – Tendencia 3 – Sistema 2

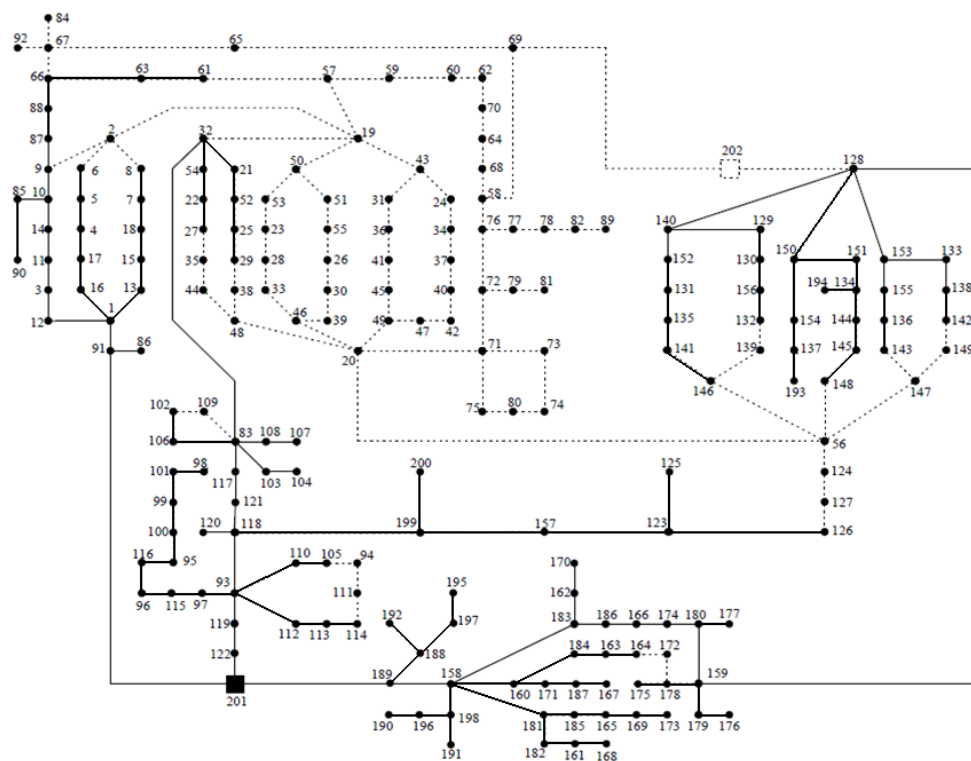


Figura 4.43. Tercera tendencia encontrada para el sistema 2

En las figuras 4.44 a 4.46 se presenta el comportamiento del algoritmo al aplicar la metodología con los modelos matemáticos 1, 2 y 3, respectivamente. La cuarta tendencia encontrada por la metodología se presenta en la figura 4.47. No se presentan las configuraciones obtenidas para cada modelo, dado que todas son iguales. Se observa que no existen nodos sin alimentar, por lo que el algoritmo se detiene en este punto. Esta topología corresponde a la configuración final del sistema encontrada por la metodología.

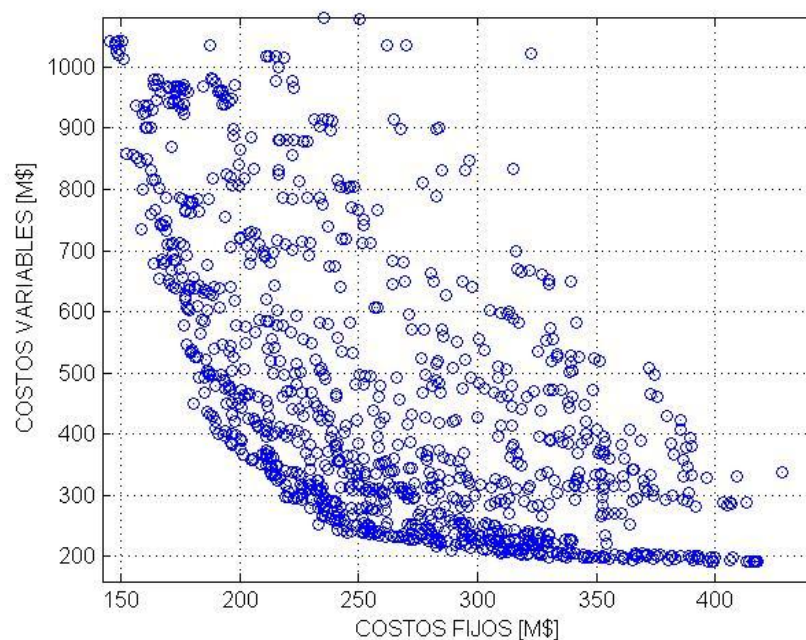


Figura 4.44. Comportamiento del algoritmo con el modelo 1 – Tendencia 4 – Sistema 2

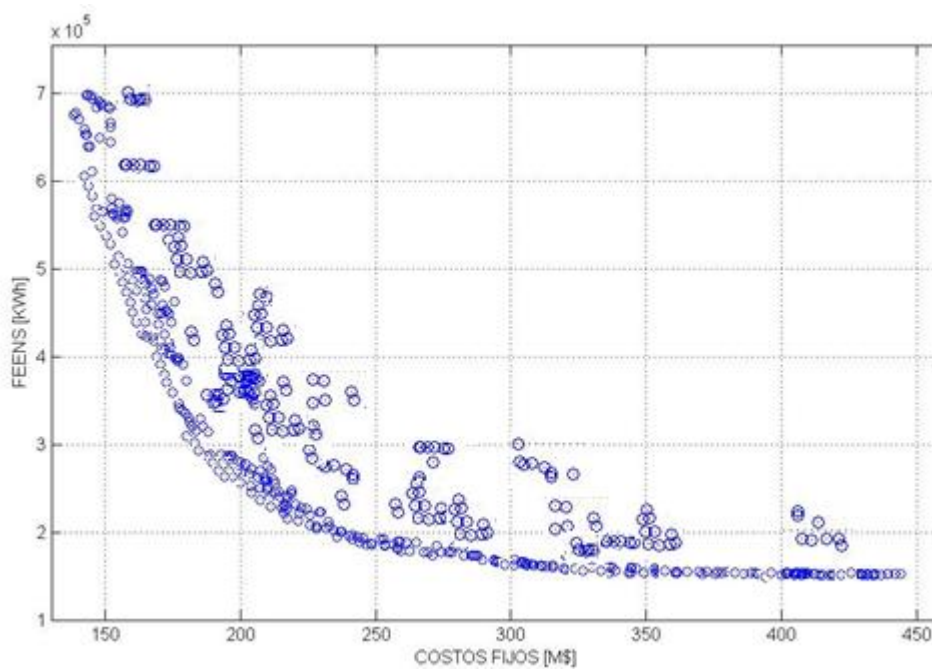


Figura 4.45. Comportamiento del algoritmo con el modelo 2 – Tendencia 4 – Sistema 2

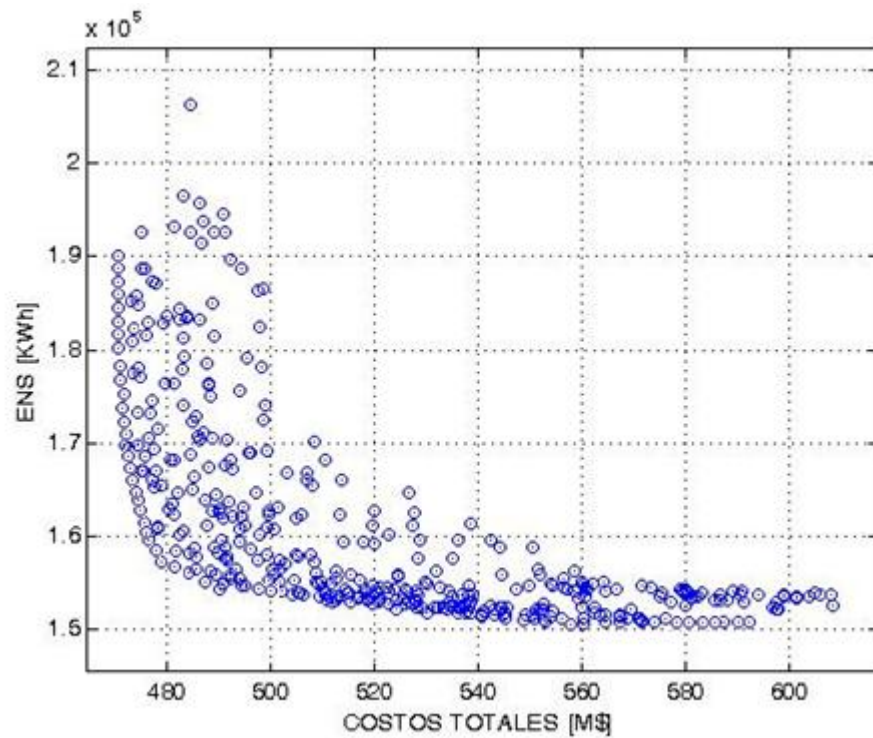


Figura 4.46. Comportamiento del algoritmo con el modelo 3 – Tendencia 4 – Sistema 2

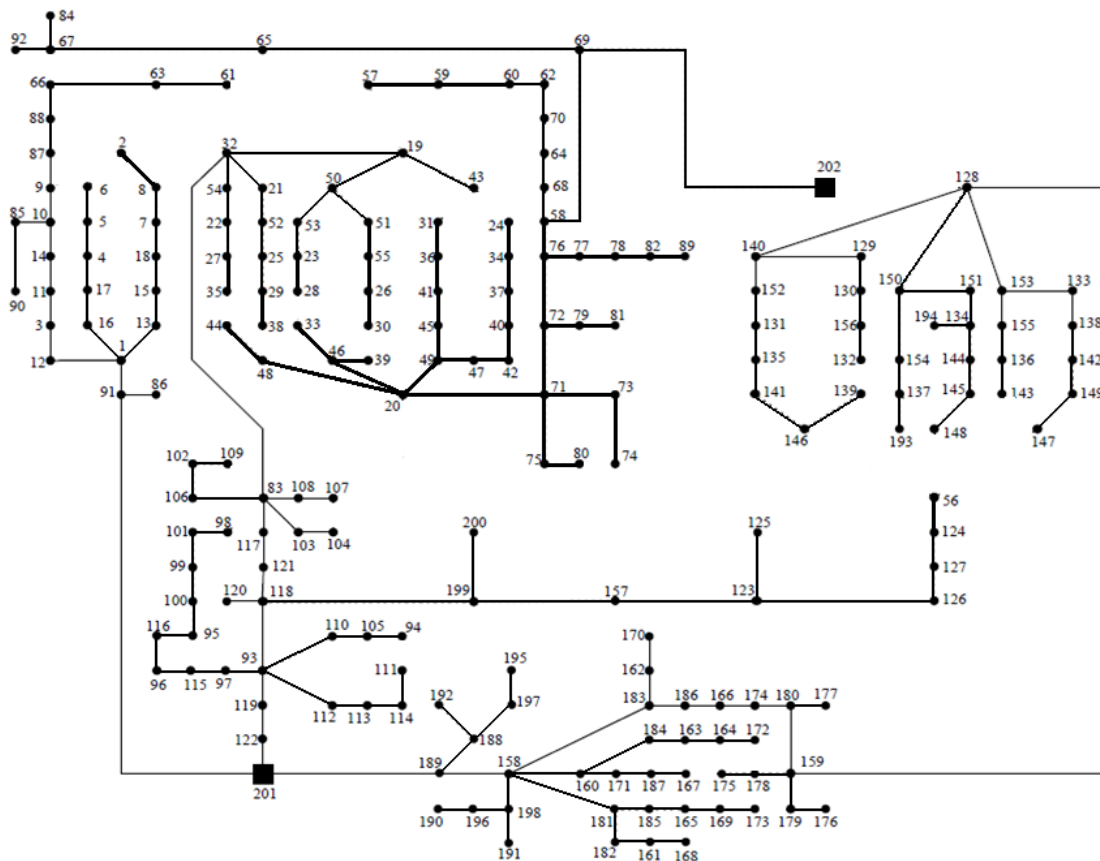


Figura 4.47. Cuarta tendencia encontrada para el sistema 2

Ambas subestaciones son del tipo 1. Los calibres de cada tramo de red se presentan en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. Calibres de la configuración final del sistema 2

Envío	Recibo	Calibre			Envío	Recibo	Calibre		
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3			Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
201	91	2	3	3	187	167	1	1	1
91	86	1	1	1	160	184	1	1	1
91	1	2	2	3	184	163	1	1	1
1	12	1	2	1	163	164	1	1	1
12	3	1	2	1	164	172	1	1	1
3	11	1	2	1	158	181	1	1	3
11	14	1	1	1	181	185	1	1	1
14	10	1	1	1	185	165	1	1	1
10	85	1	1	1	165	169	1	1	1
85	90	1	1	1	169	173	1	1	1
9	10	1	1	1	182	181	1	1	1
9	87	1	1	1	161	182	1	1	1
87	88	1	1	1	168	161	1	1	1
88	66	1	1	1	158	183	3	3	3
63	66	1	1	1	162	183	1	2	1
61	63	1	1	1	170	162	1	2	1
1	16	1	1	1	183	186	3	3	3
16	17	1	1	1	186	166	3	3	3
17	4	1	1	1	166	174	3	3	3
4	5	1	1	1	174	180	3	3	3
5	6	1	1	1	180	177	1	1	1
1	13	1	1	1	159	180	2	2	2
13	15	1	1	1	178	159	1	1	2
15	18	1	1	1	175	178	1	1	2
18	7	1	1	1	159	179	2	2	2
7	8	1	1	1	179	176	1	2	2
8	2	1	1	1	159	128	2	2	2
122	201	3	3	3	128	140	2	1	2
119	122	3	3	3	140	129	2	1	1
119	93	3	3	3	129	130	2	1	1
93	112	3	3	1	130	156	1	1	1
112	113	1	2	1	156	132	1	1	1
113	114	1	2	1	152	140	1	1	1
114	111	1	1	1	131	152	1	1	1
93	110	1	1	2	135	131	1	1	1
110	105	1	1	1	141	135	1	1	1
105	94	1	1	1	146	141	1	1	1

Envío	Recibo	Calibre			Calibre	Envío	Calibre		
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3			Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
97	93	1	1	1	139	146	1	1	1
115	97	1	1	1	128	150	2	1	2
96	115	1	1	1	154	150	1	1	1
116	96	1	1	1	137	154	1	1	1
95	116	1	1	1	137	193	1	1	1
100	95	1	1	1	150	151	2	1	1
99	100	1	1	1	151	134	2	1	1
101	99	1	1	1	134	194	2	1	1
98	101	1	1	1	134	144	1	1	1
93	118	3	3	3	144	145	1	1	1
118	120	1	2	1	145	148	1	1	1
199	118	1	1	3	128	153	1	2	1
199	200	1	1	1	153	133	1	1	1
157	199	1	1	3	133	138	1	1	1
123	157	1	1	2	138	142	1	1	1
125	123	1	1	2	142	149	1	1	1
126	123	1	1	1	149	147	1	1	1
127	126	1	1	1	153	155	1	1	1
124	127	1	1	1	155	136	1	1	1
56	124	1	1	1	136	143	1	1	1
118	121	3	3	3	202	69	3	3	3
121	117	3	3	3	69	65	3	1	3
117	83	3	3	3	65	67	3	1	2
83	103	2	1	3	67	84	3	1	1
103	104	2	1	1	67	92	1	1	1
83	108	2	2	1	58	69	2	2	3
108	107	1	2	1	58	68	2	2	1
83	106	1	1	1	68	64	2	1	1
106	102	1	1	1	64	70	1	1	1
102	109	1	1	1	70	62	1	1	1
83	32	3	3	3	62	60	1	1	1
32	54	2	1	1	60	59	1	1	1
54	22	1	1	1	59	57	1	1	1
22	27	1	1	1	76	58	2	2	3
27	35	1	1	1	76	77	2	1	1
21	32	1	1	2	77	78	1	1	1
52	21	1	1	2	78	82	1	1	1
25	52	1	1	1	82	89	1	1	1
29	25	1	1	1	72	76	2	1	3
38	29	1	1	1	72	79	1	1	2
19	32	1	1	3	81	79	1	1	1
19	43	1	1	1	71	72	2	1	3

Envío	Recibo	Calibre			Envío	Recibo	Calibre		
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3			Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
19	50	1	1	2	71	73	2	1	1
50	51	1	1	1	73	74	1	1	1
51	55	1	1	1	75	71	1	1	1
55	26	1	1	1	80	75	1	1	1
26	30	1	1	1	20	71	2	1	3
50	53	1	1	2	20	48	1	1	2
53	23	1	1	1	48	44	1	1	2
23	28	1	1	1	46	20	1	1	2
201	189	3	3	3	33	46	1	1	2
189	188	1	1	1	39	46	1	1	2
188	197	1	1	1	20	49	1	1	3
197	195	1	1	1	45	49	1	1	2
188	192	1	1	1	45	41	1	1	2
158	189	3	3	3	41	36	1	1	2
158	198	1	1	1	36	31	1	1	2
198	191	1	1	1	47	49	1	1	2
198	196	1	1	1	42	47	1	1	2
196	190	1	1	1	40	42	1	1	2
158	160	1	2	3	37	40	1	1	1
160	171	1	2	1	34	37	1	1	1
171	187	1	2	1	24	34	1	1	1

Las capacidades de los tramos de red que tienen calibres diferentes en los tres modelos matemáticos, son definidos a partir del mayor valor encontrado. De acuerdo a esto, los calibres definidos se ilustran en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Calibres seleccionados para el sistema 2

Envío	Recibo	Calibre	Envío	Recibo	Calibre	Envío	Recibo	Calibre	Envío	Recibo	Calibre
201	91	3	157	199	3	187	167	1	133	138	1
91	86	1	123	157	2	160	184	1	138	142	1
91	1	3	125	123	2	184	163	1	142	149	1
1	12	2	126	123	1	163	164	1	149	147	1
12	3	2	127	126	1	164	172	1	153	155	1
3	11	2	124	127	1	158	181	3	155	136	1
11	14	1	56	124	1	181	185	1	136	143	1
14	10	1	118	121	3	185	165	1	202	69	3
10	85	1	121	117	3	165	169	1	69	65	3
85	90	1	117	83	3	169	173	1	65	67	3
9	10	1	83	103	3	182	181	1	67	84	3
9	87	1	103	104	1	161	182	1	67	92	1
87	88	1	83	108	2	168	161	1	58	69	3

Envío	Recibo	Calibre	Envío	Recibo	Calibre	Envío	Recibo	Calibre	Envío	Recibo	Calibre
88	66	1	108	107	2	158	183	3	58	68	2
63	66	1	83	106	1	162	183	2	68	64	2
61	63	1	106	102	1	170	162	2	64	70	1
1	16	1	102	109	1	183	186	3	70	62	1
16	17	1	83	32	3	186	166	3	62	60	1
17	4	1	32	54	2	166	174	3	60	59	1
4	5	1	54	22	1	174	180	3	59	57	1
5	6	1	22	27	1	180	177	1	76	58	3
1	13	1	27	35	1	159	180	2	76	77	2
13	15	1	21	32	2	178	159	2	77	78	1
15	18	1	52	21	2	175	178	2	78	82	1
18	7	1	25	52	1	159	179	2	82	89	1
7	8	1	29	25	1	179	176	2	72	76	3
8	2	1	38	29	1	159	128	2	72	79	2
122	201	3	19	32	3	128	140	2	81	79	1
119	122	3	19	43	1	140	129	2	71	72	3
119	93	3	19	50	2	129	130	2	71	73	2
93	112	3	50	51	1	130	156	1	73	74	1
112	113	2	51	55	1	156	132	1	75	71	1
113	114	2	55	26	1	152	140	1	80	75	1
114	111	1	26	30	1	131	152	1	20	71	3
93	110	2	50	53	2	135	131	1	20	48	2
110	105	1	53	23	1	141	135	1	48	44	2
105	94	1	23	28	1	146	141	1	46	20	2
97	93	1	201	189	3	139	146	1	33	46	2
115	97	1	189	188	1	128	150	2	39	46	2
96	115	1	188	197	1	154	150	1	20	49	3
116	96	1	197	195	1	137	154	1	45	49	2
95	116	1	188	192	1	137	193	1	45	41	2
100	95	1	158	189	3	150	151	2	41	36	2
99	100	1	158	198	1	151	134	2	36	31	2
101	99	1	198	191	1	134	194	2	47	49	2
98	101	1	198	196	1	134	144	1	42	47	2
93	118	3	196	190	1	144	145	1	40	42	2
118	120	2	158	160	3	145	148	1	37	40	1
199	118	3	160	171	2	128	153	2	34	37	1
199	200	1	171	187	2	153	133	1	24	34	1

Los valores de las funciones objetivo se presentan en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. Valores de las funciones objetivo del sistema 2

Función objetivo	Valor
Costos de inversión	\$501,61 millones
Costos de operación	\$203,01 millones
Confiabilidad	161.799,54 kW-h

### 4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

- De las figuras 3.5 a 3.7 se observa que las funciones objetivo de los modelos matemáticos 1 (costos de inversión vs costos de operación), 2 (costos de inversión vs confiabilidad) y 3 (costos de inversión y operación vs confiabilidad) están en conflicto, ya que el mejoramiento de uno de ellos empeora al otro objetivo. Esta situación no ocurre con las funciones objetivo de la figura 3.8 (modelo matemático 4: costos de operación vs confiabilidad), pues se observa que ambos objetivos están en la misma dirección.

Esto se debe a que las tasas de falla y los tiempos de reparación vienen dados por calibres de conductor, los cuales disminuyen a medida que aumenta el calibre. Dado que a mayor calibre se tienen menores pérdidas técnicas (disminuye la resistencia), y considerando el aspecto descrito previamente, el algoritmo tiene una tendencia por seleccionar siempre calibres de gran tamaño, pues de esta forma disminuye el nivel de energía no servida (mejorando la confiabilidad) y reduce el costo de pérdidas de energía (costos operativos).

Por otro lado, en la literatura especializada se ha tratado generalmente el problema de costos de inversión y operación como términos dentro del mismo objetivo. En este trabajo, aun demostrando que son objetivos en conflicto, se analiza su resultado de ambas maneras. Esto permite verificar el impacto de estos objetivos en la solución del problema desde diferentes escenarios.

- Al observar los resultados se puede concluir que las configuraciones obtenidas son de buena calidad, ya que cumplen criterios técnicos y operativos de radialidad, cargabilidad y regulación.
- Para realizar el análisis de las funciones objetivo es importante tener en cuenta los siguientes aspectos:
  - Los costos de cada proyecto están asociados a todos los cambios realizados en los elementos del sistema con respecto a la configuración inicial.
  - A cada configuración seleccionada se le evalúan los tres modelos matemáticos, con los cuales se obtienen: costos de inversión, costos de operación, costos totales (inversión y operación) y confiabilidad (ENS).
- Sistema de prueba 1:**

La configuración seleccionada y los resultados obtenidos para las funciones objetivo de los tres modelos matemáticos se ilustran en la tabla 4.9.



Tabla 4.9. Valores de las funciones objetivo – Sistema 1

Modelo matemático	Función objetivo			
	Costos de inversión (millones de \$)	Costos de Operación (millones de \$)	Costos de inversión y operación (millones de \$)	Confiabilidad (kW-h)
Modelo 1	1414,10	827,81	2241,91	10'691.901,60
Modelo 2	1379,28	1118,33	2497,62	6'647.429,36
Modelo 3	1811,93	625,12	2437,05	1'328.856,12
Configuración seleccionada	1825,86	603,62	2429,48	1'239.368,76

- Con respecto a los costos de inversión se observa que la configuración seleccionada tiene un valor mayor que cualquiera de los tres modelos matemáticos, ya que para algunos tramos de red se seleccionaron los calibres más grandes con el fin de dar cumplimiento a todos los modelos.
- El valor mayor de costos operativos se obtiene con el modelo 2, dado que este solamente considera la minimización de costos de inversión y confiabilidad. Adicionalmente los costos operativos en la configuración seleccionada son menores con respecto a los tres modelos matemáticos.
- Los costos totales del proyecto (\$2429,48 millones) son menores que los costos encontrados con los modelos 2 y 3, pero mayores que los del modelo 1; esto se debe a que este modelo tiene como objetivos la minimización de costos de inversión y operación, lo cual en definitiva minimiza los costos totales del proyecto. Sin embargo al comparar las respuestas del modelo 1 y la configuración seleccionada se encuentra que la diferencia en costos es muy pequeña (7.72%), pero la diferencia en confiabilidad es bastante grande (88.4%); de acuerdo a esto, no se justifica ahorrar un porcentaje tan pequeño en costos y sacrificar la confiabilidad del sistema con niveles tan elevados de ENS.
- El mayor nivel de ENS se encuentra en el modelo 1, ya que este solamente considera costos en sus funciones objetivo (inversión vs operación). Sin embargo cuando en los modelos matemáticos se considera la minimización de criterios de confiabilidad, se observa que este valor es menor que el caso en que no se consideran. Adicionalmente se observa que la configuración seleccionada presenta los menores valores de ENS, al compararlos con los tres modelos matemáticos.

• **Sistema de prueba 2:**

La configuración seleccionada y los resultados obtenidos para las funciones objetivo de los tres modelos matemáticos se ilustran en la tabla 4.10.

Tabla 4.10. Valores de las funciones objetivo – Sistema 2

Modelo matemático	Función objetivo			
	Costos de inversión (millones de \$)	Costos de Operación (millones de \$)	Costos de inversión y operación (millones de \$)	Confiabilidad (kW-h)
Modelo 1	412,14	370,63	782,77	293.505,17
Modelo 2	414,86	364,54	779,41	267.270,18
Modelo 3	505,91	205,13	711,05	162.354,74
Configuración seleccionada	501,61	203,01	704,62	161.799,54

- Con respecto a los costos de inversión se observa que la configuración seleccionada tiene un valor mayor que los modelos matemáticos 1 y 2, y menores que el modelo 3.
- Al igual que en el sistema de prueba 1, los valores mayores de costos operativos se obtiene con los modelos 1 y 2. Adicionalmente los costos operativos en la configuración seleccionada son menores con respecto a los tres modelos matemáticos.
- Los costos totales del proyecto (\$704,62 millones) son menores que los costos encontrados con los tres modelos matemáticos.
- El mayor nivel de ENS se encuentra en el modelo 1, ya que este solamente considera costos en sus funciones objetivo (inversión vs operación). Sin embargo cuando en los modelos matemáticos se considera la minimización de criterios de confiabilidad, se observa que este valor es menor que el caso en que no se consideran. Adicionalmente se observa que la configuración seleccionada presenta menores valores de ENS que los tres modelos matemáticos.
- En las tablas 4.9 y 4.10 se puede apreciar que los modelos 1, 2 y 3 aunque tienen resultados similares en los costos totales de inversión, no son iguales. Si se considera solamente el modelo 1, la energía no servida sería alta en comparación con los otros modelos, por lo cual la confiabilidad del sistema sería baja; si se considera exclusivamente el modelo 2 los costos totales serían elevados, representando un gran porcentaje los costos de operación; en el caso del modelo 3 se tienen los mayores costos de inversión, lo cual reduce los costos de operación y mejora la confiabilidad, aunque requiere una mayor inversión inicial.

Lo anterior demuestra que esta metodología permite encontrar un punto de equilibrio entre todos los objetivos, generando una inversión moderada, con costos de operación cerca de un tercio de los costos de inversión y un nivel de energía no servida inferior al que puede establecerse solamente considerando costos de inversión y operación.

- Se encontró que ciertos tramos de red desde la primera tendencia eran seleccionados por los modelos; sin embargo al no tener conectividad con el sistema, no eran tenidos en cuenta en dicha tendencia. A pesar de esto, a medida que evolucionaba el algoritmo, volvían a aparecer en todos los modelos. Por lo anterior se observa que

existen atributos atractivos para la solución del problema, por lo que se presentan esquemas repetidos en diferentes etapas de la metodología.

- Otra ventaja de manejar tendencias considerando varios modelos matemáticos es que se puede reducir el espacio de solución, presentando algoritmos más eficientes y estableciendo diferentes alternativas que permiten la evaluación y búsqueda de los parámetros óptimos de acuerdo al interés sobre cada objetivo en particular.
- En el sector eléctrico se presentan fluctuaciones en los proyectos de inversión, dado que pueden tenerse diferentes prioridades dependiendo de los rubros que se tengan asignados, de los reglamentos internos o códigos que se deban cumplir en un periodo específico, o de las sanciones que se tengan a nivel nacional por energía no servida o pérdidas en la red. Esta condición genera que las prioridades de las empresas del sector eléctrico puedan cambiar generando cambios en sus inversiones o planeamiento de la red. El establecer una metodología que pueda evaluar diferentes parámetros y conocer el comportamiento que se presenta ante determinada condición, permite tomar decisiones basadas en diferentes criterios y da la flexibilidad para elegir cuál condición requiere priorizar la empresa de acuerdo a su contexto y condición en que se encuentre.
- De los resultados obtenidos en el sistema de prueba 1, se observa que las subestaciones son de igual tamaño para todos los modelos matemáticos (tipo 1). De igual forma ocurre para el sistema de prueba 2 (subestaciones tipo 1). De acuerdo a esto se nota que la selección de las subestaciones solamente se ve afectada por los costos de inversión, pues selecciona siempre el menor tipo (más económico), pero no se ve influenciada por los costos de operación o confiabilidad. Se puede deducir entonces que los elementos que más tienen peso a la hora de definir una tendencia son los tramos de red, ya que varían dependiendo del objetivo tratado.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

- En este trabajo se propuso e implementó un algoritmo NSGA-II aplicado a la solución del problema de la expansión de sistemas de distribución de energía eléctrica usando modelos de optimización multiobjetivo. Los modelos matemáticos empleados consideran dos funciones objetivo: el primero usa costos de inversión vs costos de operación, el segundo emplea costos de inversión vs confiabilidad, el tercero considera costos de inversión y operación vs confiabilidad, y el cuarto modelo usa costos de operación vs confiabilidad. Los cuatro modelos tienen en cuenta el mismo conjunto de restricciones: ecuaciones de balance nodal, capacidades máximas en subestaciones y alimentadores, regulación máxima permitida y radialidad de la red. Esta metodología fue verificada con dos sistemas de prueba de la literatura, encontrando soluciones que reflejan su validez al aportar al estado del arte en esta temática, dado que las configuraciones encontradas encuentran un punto de equilibrio con respecto a todos los objetivos considerados, demostrando la importancia de llevarlos en cuenta.
- Al analizar los sistemas de distribución obtenidos se aprecia que existe una tendencia en las topologías y capacidades de las subestaciones, independiente de las funciones objetivo empleadas. Encontrar este tipo de tendencias permite disminuir el espacio de solución a través de especies de cortes generados, lo cual acerca al algoritmo a regiones de gran calidad, facilitando la toma de decisiones.

La gran diferencia en la tendencia obtenida a partir de los tres modelos matemáticos, se encuentra en los calibres de los conductores. La selección de los calibres de los tramos de red puede ser realizada a partir del interés específico de cada electrificadora por los objetivos considerados, o empleando una técnica que permita encontrar un punto de equilibrio entre estos. En este trabajo se considera el mayor calibre obtenido de los tres modelos, con el fin de dar cumplimiento a todos los objetivos.

- El algoritmo NSGA-II es una herramienta efectiva y poderosa para solucionar problemas multiobjetivo. En las figuras de los resultados obtenidos se puede observar el comportamiento adecuado del algoritmo, dado que sin importar el modelo matemático empleado, el tamaño del sistema de prueba y la generación aleatoria de la población inicial, este siempre converge a regiones de buena calidad.
- La metodología propuesta es general y flexible y puede ser empleada en la solución del problema del planeamiento de sistemas de distribución realizando un planeamiento estático o por etapas, y empleando dos o más objetivos, con la ventaja de obtener soluciones con buenas condiciones operativas sin importar el tamaño o la topología del sistema empleado.

## 5.2. RECOMENDACIONES

Con el fin de mejorar las metodologías aplicadas al problema de la expansión de sistemas de distribución, se recomienda tener en cuenta para futuros trabajos los siguientes aspectos:

- Implementar otras técnicas heurísticas para determinar:
  - Calibres de conductores y capacidades de subestaciones, una vez se ha definido la configuración común con los modelos matemáticos.
  - La configuración inicial, con el fin de quedar cerca de la solución global del problema.
- Identificar otras funciones objetivo que se encuentren en conflicto con los objetivos empleados tradicionalmente: costos fijos, costos variables y confiabilidad.
- Emplear técnicas de optimización multiobjetivo que permitan involucrar tres objetivos en conflicto en forma simultánea, con el fin de obtener modelos matemáticos más próximos a lo real.
- Considerar aspectos que permitan considerar incertidumbre en el tratamiento del problema, ya sea por medio de flujos estocásticos, variación en longitudes de líneas o variación de los valores de las demandas.
- Involucrar en el modelo matemático generadores distribuidos.
- Considerar la confiabilidad del sistema a partir de la ubicación de elementos de protección como re conectadores o fusibles.
- Utilizar otras estrategias de codificación.
- Considerar planeamiento dinámico, con la utilización de etapas de planeación.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Knight, U.G., (1960). "The Logical Design of Electrical Networks Using Linear Programming Methods", Proceedings IEE, Vol.33A, pp. 306-319.
- [2] Adams, R.N. and M.A. Laughton, (1974). "Optimal Planning of Power Networks using Mixed-Integer Programming", Proceedings IEE, Vol.121, N°2, pp. 139-147.
- [3] Masud, E., (1974). "An Interactive Procedure for Sizing and Timing Distribution Substations Using Optimization Techniques", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems PAS-93 (5), pp. 1281-1286.
- [4] Wall, D.L., G.L. Thompson and J.E.D. Northcote-Green, (1979). "An optimization Model for Planning Radial Distribution Networks", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-98 (3), pp. 1061-1068.
- [5] Ponnavaikko, M. and K.S. Rao, (1981). "Optimal Distribution System Planning", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-100 (6), pp. 2969-2977.
- [6] Gönen, T. and B.L. Foote, (1981). "Distribution-System Planning using Mixed-Integer Programming", Proceedings IEE, Vol.128, Pt. C, N°2, pp.70-79.
- [7] Thompson, G.L. and D.L. Wall, (1981). "A Branch and Bound Model for Choosing Optimal Substation Locations", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-100 (5), pp. 2683-2688.
- [8] Miranda, V., J.V. Ranito and L.M. Proença, (1994). "Genetic Algorithms in Optimal Multistage Distribution Network Planning", IEEE Trans. on Power Systems, PWRS-9 (4), pp. 1927-1933.
- [9] Ramírez-Rosado, I.J., and J.L. Bernal-Agustín, (1998), "Genetic Algorithms Applied to the Design of Large Power Distribution Systems", IEEE/PES 1997 Summer Meeting, Berlin, Germany, July 1997, 7 p.
- [10] Bazán, F.A., Mantovani, J.R., Romero, R.A. "Planeamiento de Expansión de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Usando un Algoritmo de Búsqueda Tabú". XIV Congreso Brasileiro de Automatización. Natal, Brasil. Septiembre de 2002.
- [11] Carrano, E.G., Soares, L.A., Takahashi, R.H., Saldanha, R.R., Neto, O.M. "Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 2, pp. 995–1005, April 2006.
- [12] Nerves, A.C., Gonzalo, B. "Optimal Feeder Configuration in Expansion Planning using Simulated Annealing". Univ. of the Philippines, Manila. TENCON 2007 - 2007 IEEE Region 10 Conference. October – November, 2007.

- [13] Hincapié, R.A., Granada, M., Gallego, R.A. "Planeamiento del sistema eléctrico de la ciudad de Pereira usando una metodología matemática exacta". Revista de Ingeniería, Universidad de Los Andes, No. 28, pp. 51-58. Noviembre de 2008.
- [14] López, L., Rendón, A.F. "Planeamiento de sistemas primarios de distribución usando algoritmos genéticos". Tesis de pregrado, Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [15] Ramírez, I., Domínguez, J. "New multiobjective Tabu Search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems". IEEE Transactions on Power Systems. 2006, 21(1): 224-233.
- [16] Mantway, A.H., Al-Muhaini, M. "Multi-objective bpsa algorithm for distribution system expansion planning including distributed generation". Transmission and Distribution Conference and Exposition. Chicago, April 2008. pp. 1-8.
- [17] Genku, K., Ooka, R. "Application multi-objective genetic algorithm for optimal design method of distributed energy system". Eleventh International IBPSA Conference. Glasgow, 27-30 July 2009. pp. 167-172.
- [18] Gallego, R.A., Escobar, A.H., Toro, E.M. "Técnicas metaheurísticas de optimización". Textos Universitarios, Universidad Tecnológica de Pereira. Segunda Edición, pp. 217-253. Pereira, Julio de 2008.
- [19] Deb, K. "Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms". John Wiley & Sons, Ltd. October 2004.
- [20] Billinton, R., Allan, R. "Reliability evaluation of power systems". New York: Plenum, 1996.
- [21] Shirmohammadi, D., Hong, H.W., Semlyen, A., Luo, G.X. "A Compensation-Based Power Flow Method For Weakly Meshed Distribution And Transmission Networks". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 3 No 2. May 1988.
- [22] Ruiz, A., Echeverri, M., Gallego, R.A. "Flujo de carga trifásico para sistemas radiales de distribución". Revista Scientia et Technica, Universidad Tecnológica de Pereira, Año X, No. 24, Mayo de 2004.
- [23] Deb, K., Amrit, P., Agarwal, S., Meyarivan, T. "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm". Technical report, Indian Institute of Technology, Kanpur: Kanpur Genetic Algorithms Laboratory (KanGal), 2000.
- [24] Nahman, J.M., Peric, D.M. "Optimal Planning of Radial Distribution Networks by Simulated Annealing Technique". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, pp.790,795, May 2008.
- [25] [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)

- [26] Kagan, N. "Electrical Distribution Systems planning using multiobjective and fuzzy mathematical programming". Department of Electronic Engineering. University of London. London, England, 1992.
- [27] Bernal-Agustín, J.L. "Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica". Tesis Doctoral. Universidad de Zaragoza, Departamento de Ingeniería Eléctrica. España, 1998.



## ANEXO

### A.1. FACTORES DE ANUALIZACIÓN Y ACTUALIZACIÓN

Los factores de actualización ( $f_a$ ) y anualización ( $f_{an}$ ) son empleados para expresar los costos operativos en valor presente y los costos totales en anualidades (costo anual uniforme equivalente – CAUE).

$$f_a = \sum_{t=1}^{NT} \frac{(1+ie)^t}{(1+i)^t} \quad (A1)$$

$$f_{an} = \frac{i \cdot (1+i)^{NT}}{(1+i)^{NT} - 1} \quad (A2)$$

Donde,

$NT$ : Número de años considerados.  
 $ie$ : Incremento del costo de la energía.  
 $i$ : Tasa de descuento.

### A.2. DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

#### A.2.1. Sistema de prueba 1 – Características generales

Tabla A.1. Datos de la demanda del sistema 1

Nodo	P [kW]	Q[kvar]	Nodo	P [kW]	Q[kvar]	Nodo	P [kW]	Q[kvar]
1	3300	2500	19	1000	750	37	1000	750
2	1100	825	20	500	375	38	0	0
3	400	300	21	500	375	39	800	600
4	1400	1050	22	500	375	40	1000	750
5	2000	1500	23	500	375	41	300	225
6	600	450	24	500	375	42	0	0
7	200	150	25	600	450	43	0	0
8	1500	1125	26	0	0	44	500	375
9	1900	1425	27	0	0	45	500	375
10	2000	1500	28	400	300	46	0	0
11	200	150	29	600	450	47	500	375
12	1000	750	30	2000	1500	48	500	375
13	900	675	31	600	450	49	0	0
14	800	600	32	0	0	50	0	0
15	1000	750	33	1800	1350	51	0	0
16	1300	975	34	900	675	52	0	0
17	500	375	35	0	0	53	0	0
18	900	675	36	200	150	54	0	0

Tabla A.2. Datos de las líneas existentes para el sistema 1

Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Tipo de conductor	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Tipo de conductor
51	1	2,81	2	1	2	3,12	1
51	3	2,18	2	9	10	7,18	1
3	4	3,12	1	52	14	3,75	1
4	7	2,5	1	14	15	3,75	1
4	5	3,12	1	15	16	2,81	1
7	8	3,12	1	52	11	2,81	1
5	6	2,5	1	11	12	3,12	1
1	9	3,43	1	12	13	4,37	1

Tabla A.3. Datos de las líneas propuestas para el sistema 1

Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]
19	20	3,12	30	29	3,12
18	19	2,5	30	43	4,06
17	18	4,06	43	37	2,5
9	17	4,3	37	31	1,87
18	21	3,12	31	10	3,12
54	21	2,5	13	43	3,75
54	22	3,75	12	45	2,5
9	22	4,68	45	44	2,18
22	23	3,43	44	38	3,12
23	24	2,81	38	39	3,43
24	25	2,18	39	32	4,06
25	8	2,81	39	33	2,81
8	27	3,75	33	8	4,68
27	26	3,43	33	34	1,87
27	28	3,12	34	35	2,18
6	28	5	41	42	3,75
35	36	2,18	42	48	2,5
53	36	2,5	48	49	3,75
53	28	3,12	49	50	2,18
53	41	3,12	42	47	3,12
41	40	2,5	47	46	3,12
40	16	2,5	46	14	3,43
54	30	2,81	-----	-----	-----

Tabla A.4. Tipos de conductores considerados para el sistema 1

Tipo	R [Ω/km]	X [Ω /km]	Capacidad [A]	CI [M\$/km]	CR [M\$/km]	λ [fallos/año/km]	r [horas/falla]
1	0,3655	0,252	185,58	70	30	2,189	10,75
2	0,2921	0,2466	226,82	100	40	1,449	10,75
3	0,2359	0,2402	257,75	110	50	1,113	10,75
4	0,1932	0,2279	288,68	120	60	0,171	10,75
5	0,1827	0,126	391,77	135	70	0,054	10,75
6	0,146	0,1233	461,88	150	80	0,096	10,75
7	0,118	0,1201	515,49	160	90	0,078	8,95
8	0,0966	0,114	577,35	180	100	0,064	8,95

Tabla A.5. Tipos de subestaciones consideradas para el sistema 1

Tipo	Capacidad [MVA]	Costo de instalación [M\$]	Costo de repotenciación [M\$]
1	20	400	100
2	30	600	110
3	40	800	120

## A.2.2. Sistema de prueba 2 – Características generales

Tabla A.6. Datos de la demanda del sistema 2

Nodo	P [kW]	Q [kvar]	Nodo	P [kW]	Q [kvar]	Nodo	P [kW]	Q [kvar]	Nodo	P [kW]	Q [kvar]
1	0	0	52	81	41	103	52	26	154	130	65
2	81	41	53	200	120	104	130	65	155	37	19
3	80	60	54	28	14	105	81	41	156	81	41
4	50	30	55	81	41	106	37	19	157	0	0
5	76	38	56	8	4	107	25	13	158	150	80
6	34	17	57	52	26	108	14	7	159	50	30
7	55	28	58	33	17	109	80	100	160	35	17
8	0	0	59	0	0	110	52	26	161	130	65
9	81	41	60	40	20	111	81	41	162	7	4
10	14	7	61	47	24	112	25	13	163	85	43
11	52	26	62	81	41	113	81	41	164	11	5
12	0	0	63	52	26	114	18	9	165	25	13
13	45	23	64	64	32	115	43	22	166	103	52
14	47	24	65	80	40	116	0	0	167	0	0
15	90	40	66	52	26	117	0	0	168	0	0
16	0	0	67	68	34	118	0	0	169	52	26
17	52	26	68	35	17	119	0	0	170	0	0
18	20	10	69	38	19	120	53	26	171	18	9
19	8	4	70	114	57	121	164	82	172	68	34
20	12	10	71	80	40	122	0	0	173	81	41

Nodo	P [kW]	Q [kvar]	Nodo	P [kW]	Q [kvar]	Nodo	P [kW]	Q [kvar]	Nodo	P [kW]	Q [kvar]
21	130	65	72	26	13	123	40	30	174	48	24
22	52	26	73	79	40	124	80	30	175	0	0
23	52	26	74	32	16	125	0	0	176	81	41
24	52	26	75	0	0	126	90	50	177	130	65
25	81	41	76	33	17	127	150	40	178	0	0
26	70	35	77	29	15	128	52	26	179	52	26
27	90	10	78	55	28	129	81	41	180	55	28
28	52	26	79	88	44	130	41	21	181	35	18
29	162	81	80	130	65	131	70	35	182	81	41
30	52	26	81	60	20	132	81	41	183	43	22
31	52	26	82	81	41	133	52	26	184	58	29
32	0	0	83	2	1	134	52	26	185	55	28
33	80	40	84	35	17	135	0	0	186	0	0
34	130	65	85	68	34	136	56	28	187	112	56
35	81	41	86	14	7	137	5	3	188	0	0
36	52	26	87	14	7	138	81	41	189	0	0
37	0	0	88	14	7	139	23	12	190	88	44
38	100	60	89	4	2	140	37	19	191	14	7
39	64	32	90	0	0	141	102	51	192	14	7
40	81	41	91	0	0	142	211	106	193	14	7
41	47	23	92	14	7	143	70	35	194	14	7
42	38	19	93	12	6	144	13	7	195	40	20
43	150	120	94	81	41	145	63	32	196	30	10
44	81	41	95	77	39	146	25	13	197	200	100
45	81	41	96	5	2	147	55	28	198	150	60
46	81	41	97	43	22	148	34	17	199	80	40
47	58	29	98	32	16	149	52	26	200	35	17
48	52	26	99	11	5	150	81	41	201	0	0
49	0	0	100	52	26	151	68	34	202	0	0
50	81	41	101	79	40	152	40	20	-----	-----	-----
51	81	41	102	47	24	153	52	26	-----	-----	-----

Tabla A.7. Datos de las líneas existentes para el sistema 2

Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Tipo	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Tipo
201	91	1,064	2	128	140	0,11	1
91	1	0,933	2	140	129	0,16	1
91	86	0,044	1	201	189	0,6	3
1	12	0,11	1	153	133	0,27	1
3	11	0,23	1	183	186	0,12	2
11	14	0,36	1	186	166	0,29	2
14	10	0,455	1	122	201	0,07	3
12	3	0,155	1	119	93	1,076	3
10	85	0,12	1	119	122	1,25	3

Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Tipo	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Tipo
9	10	0,16	1	118	120	0,035	1
9	87	0,375	1	93	118	0,29	2
152	140	0,25	1	117	83	0,11	2
83	32	0,115	2	118	121	0,14	2
158	183	0,62	2	121	117	0,55	2
158	189	1	3	103	104	0,17	1
166	174	0,31	2	83	103	0,2	2
174	180	0,29	2	108	107	0,17	1
159	180	0,25	2	83	108	0,13	2
170	162	0,22	1	128	153	0,12	1
162	183	0,26	1	153	155	0,11	1
159	128	0,78	1	133	138	0,41	1

Tabla A.8. Datos de las líneas propuestas para el sistema 2

Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]
202	128	0,15	35	44	0,36	73	74	0,29
202	69	0,85	48	44	0,12	71	72	0,27
65	67	0,18	54	22	0,21	72	79	0,2
69	65	0,175	22	27	0,19	72	76	0,21
58	69	0,147	32	54	0,12	76	77	0,14
67	84	0,08	20	49	0,1	78	82	0,66
67	92	0,23	31	43	0,7	81	79	0,2
59	57	0,03	36	31	0,29	77	78	0,06
64	70	0,195	41	36	0,185	82	89	0,331
68	64	0,085	45	41	0,07	76	58	1,06
58	68	0,058	45	49	0,1	113	114	0,13
62	60	0,3	20	48	0,37	114	111	0,11
70	62	0,062	71	73	0,06	93	112	0,09
60	59	0,12	163	164	0,09	112	113	0,21
57	61	0,354	164	172	0,38	105	94	0,23
63	66	0,123	172	178	0,31	94	111	0,09
66	67	0,236	178	159	0,19	93	110	0,18
61	63	0,165	158	181	0,28	110	105	0,18
57	19	1,62	181	185	0,25	109	83	0,12
1	16	0,24	185	165	0,16	102	109	0,21
5	6	0,11	165	169	0,16	106	102	0,15
6	2	0,142	169	173	0,1	83	106	0,18
17	4	0,335	173	179	0,27	96	115	0,12
4	5	0,135	127	126	0,74	83	98	0,36
16	17	0,32	124	127	0,06	97	93	0,11
1	13	0,045	199	118	0,21	115	97	0,17
7	8	0,26	199	200	0,02	56	146	0,43
8	2	0,04	157	199	0,06	146	141	0,29
15	18	0,43	123	157	0,28	141	135	0,22

Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]	Nodo de envío	Nodo de recibo	Longitud [km]
18	7	0,06	198	191	0,04	131	152	0,24
13	15	0,27	198	196	0,19	135	131	0,41
85	90	0,26	158	198	0,74	56	148	0,19
2	9	0,295	196	190	0,03	38	29	0,32
87	88	0,22	158	160	0,23	48	38	0,24
88	66	0,295	160	171	0,24	52	21	0,11
2	19	1,67	171	187	0,25	29	25	0,15
116	96	0,11	187	167	0,25	25	52	0,275
56	124	0,25	175	178	0,18	21	32	0,12
126	123	0,08	167	175	0,31	20	56	0,59
19	50	0,24	160	184	0,36	20	71	0,53
50	51	0,19	184	163	0,25	156	132	0,31
51	55	0,32	159	179	0,12	128	150	0,09
55	26	0,26	179	176	0,15	144	145	0,09
26	30	0,28	168	161	0,21	145	148	0,15
30	39	0,29	161	182	0,23	151	134	0,21
39	46	0,25	182	181	0,09	134	144	0,39
50	53	0,15	180	177	0,16	134	194	0,025
53	23	0,2	130	156	0,1	150	151	0,15
23	28	0,26	129	130	0,15	100	95	0,29
28	33	0,315	189	188	0,2	99	100	0,16
33	46	0,475	188	197	0,3	101	99	0,15
46	20	0,23	197	195	0,1	98	101	0,14
19	43	0,04	188	192	0,064	95	116	0,215
43	24	0,35	148	137	0,35	132	139	0,29
24	34	0,35	137	154	0,29	139	146	0,42
34	37	0,22	137	193	0,035	136	143	0,26
37	40	0,285	154	150	0,19	143	147	0,26
40	42	0,32	125	123	0,08	155	136	0,23
42	47	0,22	147	56	0,4	142	149	0,27
47	49	0,2	75	71	0,15	149	147	0,06
19	32	0,18	74	80	0,23	138	142	0,17
27	35	0,25	80	75	0,145	-----	-----	-----

Tabla A.9. Tipos de conductores considerados para el sistema 2

Tipo	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Capacidad [A]	Costo de instalación [M\$/km]	Costo de reconductorización [M\$/km]
1	0,35	0,3	230,94	70	30
2	0,15	0,28	346,41	100	60
3	0,07	0,26	461,88	150	80

Tabla A.10. Tipos de subestaciones consideradas para el sistema 2

Tipo	Capacidad [MVA]	Costo de instalación [M\$]	Costo de repotenciación [M\$]
1	20	400	100
2	40	600	120